

Studie

Systemdienliches Strommarktdesign zur Reduktion von Systemkosten und Erreichung der Klimaziele

Ein Diskussionsbeitrag der BET Consulting GmbH
zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns

Aachen/Berlin, 10. März 2026

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang

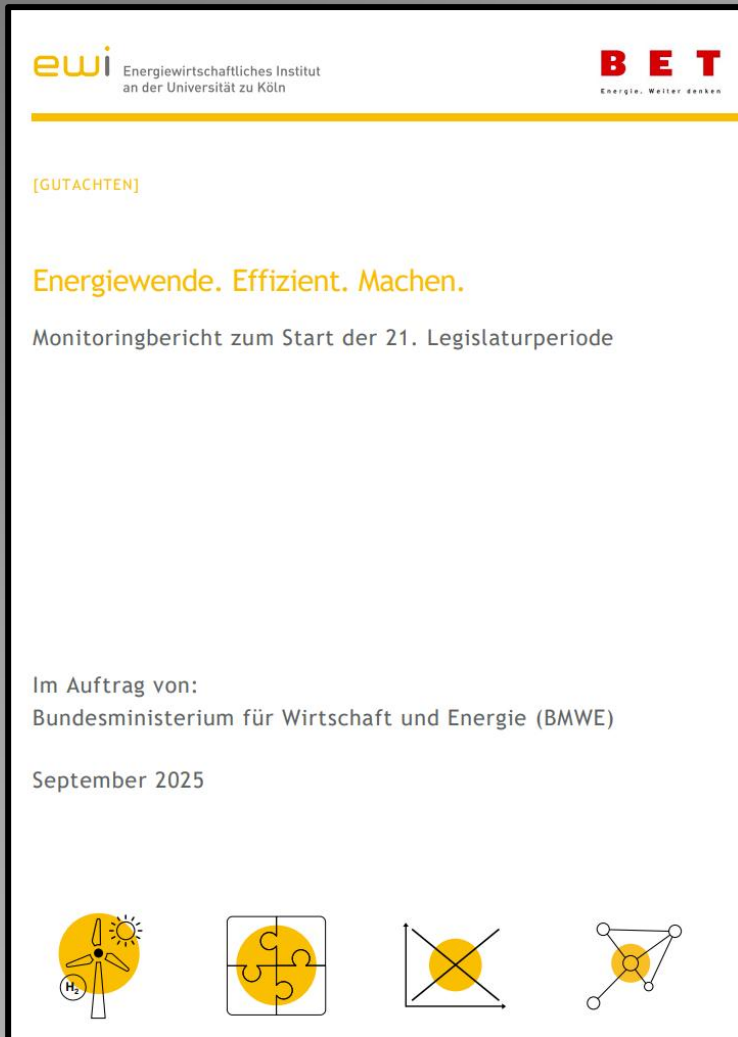


Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



BET/EWI-Monitoringbericht: Das Wesentliche in Kürze



- 1 Um fundierte energiepolitische Entscheidungen zu treffen ist eine **ganzheitliche Betrachtung** erforderlich.
- 2 **Kosteneffizienz des Gesamtsystems** sollte stärker fokussiert werden.
- 3 Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 weichen von beobachtbaren Trends ab. Trendszenarien hingegen verfehlen dieses Klimaschutzziel der Treibhausgasneutralität bis 2045
- 4 Um die Klimaziele zu erreichen ist der **Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen** weiterhin in hohem Umfang notwendig. **Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz** ist ebenfalls weiter erforderlich.
- 5 Ein Ausbau sowohl von gesicherter Leistung als **auch eine Erhöhung von Flexibilitäten bei Einspeisern und Entnahmen** bleibt zentral zur Aufrechterhaltung des definierten Versorgungssicherheitsstandards.
- 6 **Digitalisierung**, der Roll-Out intelligenter Messsysteme sowie Innovation schaffen als Instrumente die erforderlichen Grundlagen dafür, **den systemischen Nutzen** zu heben und Systemkosten reduzieren zu können.
- 7 Das Gutachten identifiziert zentrale politische Handlungsbedarfe, Handlungsoptionen, aber auch wesentliche Analyselücken.

Ein neues Marktdesign mit ganzheitlichem Blick auf Markt und Netz kann die Systemkosten für die Transformation des Energiesystems reduzieren

- **Energiewendemonitoring** fordert: ganzheitliche Betrachtung mit Fokus auf **Systemkosten** erforderlich
 - Kosteneffizienz im Gesamtsystem stärker fokussieren
 - Bessere Synchronisation von EE- und Netzausbau sowie Überbauung
 - Kombinierte Nutzung von markt- und netzdienlichen Flexibilitäten
- Das **aktuelle Marktdesign ist nicht geeignet** für hohe EE-Anteile: sinkende Marktwerte, suboptimale Anlagenkonfiguration und sinkende Parkwirkungsgrade, fehlende Flexibilitätsanreize, hohe Redispatchkosten, ...
- Hohe **Netzausbauinvestitionen** Stromnetz i.H.v. **über 600 Mrd. €**
- Das geleakte **Netzanschlusspaket** bietet diesbezüglich nur in Teilen eine Lösung
 - Positive Aspekte vorhanden (Priorisierung Netzanschlussbegehren, Transparenz, Digitalisierung) **aber**
 - Netzausbaukosten werden verschoben, nicht gesenkt. Es besteht kein durchgängiger Anreiz für gesteigerte Effizienz des Stromsystems
 - Gefahr EE-Ausbau auszubremesen (z.B. Redispatchvorbehalt, Aufhebung Einspeisevorrang)
 - Keine Anreize für vorausschauende Netzausbauplanung
- **BET schlägt ein ganzheitlich-systemdienliches Strommarktdesign vor**
 - Systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen mit reduziertem Netzausbaubedarf
 - Maßnahmen für Flexibilität, die EE-Erzeugung eine Nachfrage gibt



**Senkung
Netzausbaukosten
um 80 Mrd. €**



**Senkung des Bedarfs an
Back-up-Kapazitäten um
ca. 18 GW**

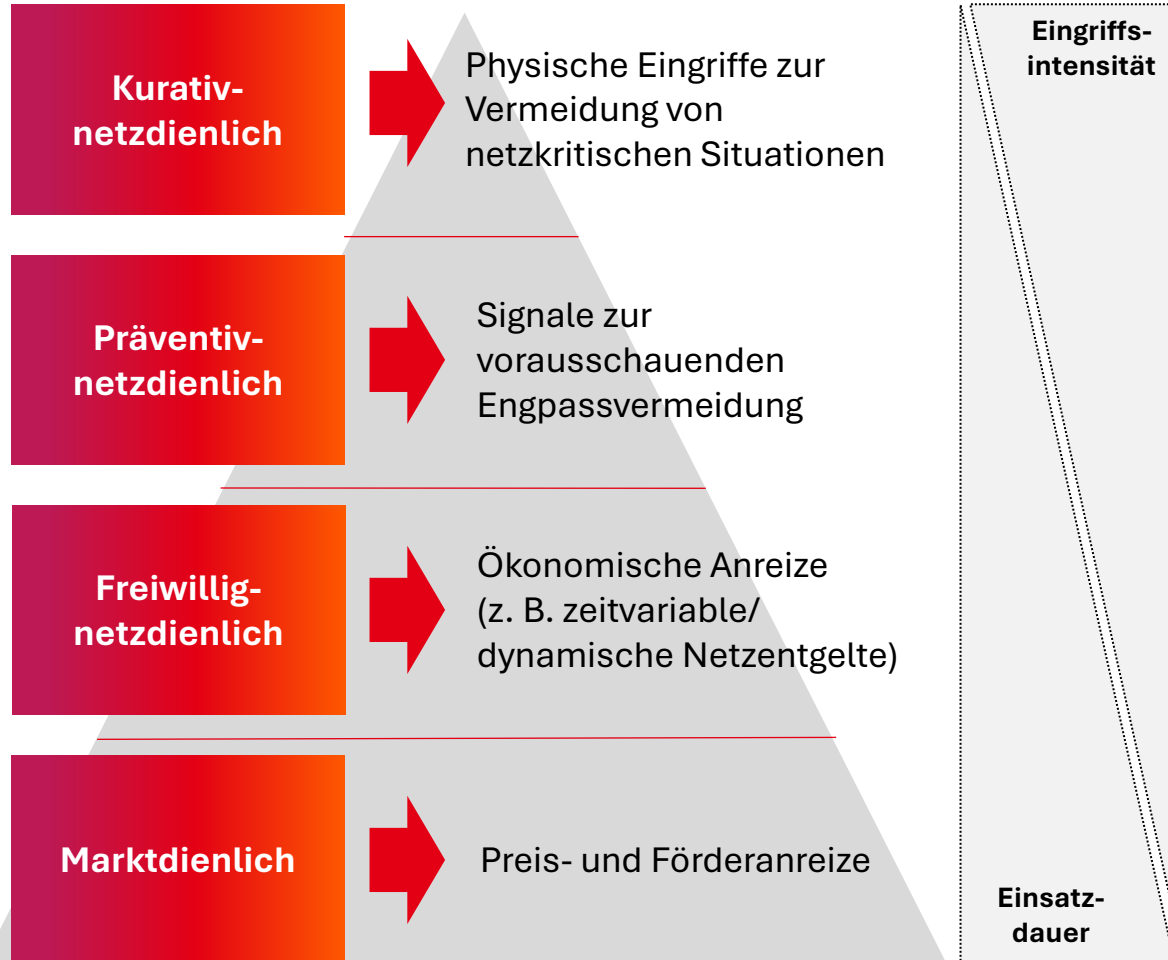


**Steigerung der
Volllaststunden und
Marktwerte EE sowie
Senkung EEG-Kosten**

**Case-Study zeigt Einsparpotenziale
von über 120 Mrd. € bis 2045**

Zur Steigerung der Kosteneffizienz im Stromsystem schlägt der Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode einen konsistenten Flexibilitätsrahmen vor

Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilitätsinstrumente



Eckpunkte ganzheitlicher Rahmen Monitoringbericht

- **Handlungsoption:** Prüfung eines durchgängigen, konsistenten Flexibilitätsrahmens für alle Netznutzer, Netzebenen und Energieträger
- **Das Ziel:** Effizienzsteigerung des Gesamtsystems und Abstimmung markt- und netzdienlicher Instrumente.
- **Status quo:** Fragmentierter Instrumentenmix; teils komplex, anlagenklassenbezogen, unzureichend koordiniert.
- **Empfehlung:** Einheitlicher Rahmen, der große/kleine Verbraucher und Erzeuger sowie Flexibilitäten in allen relevanten Wirkungsbereichen adressiert

Der entwickelte Marktdesignvorschlag adressiert die im Monitoringbericht definierten Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilität

Ein systemdienliches Marktdesign muss EE-Anlagen effizient auslegen und anschließen, Netze ausbauen sowie Flexibilität systemdienlich anreizen



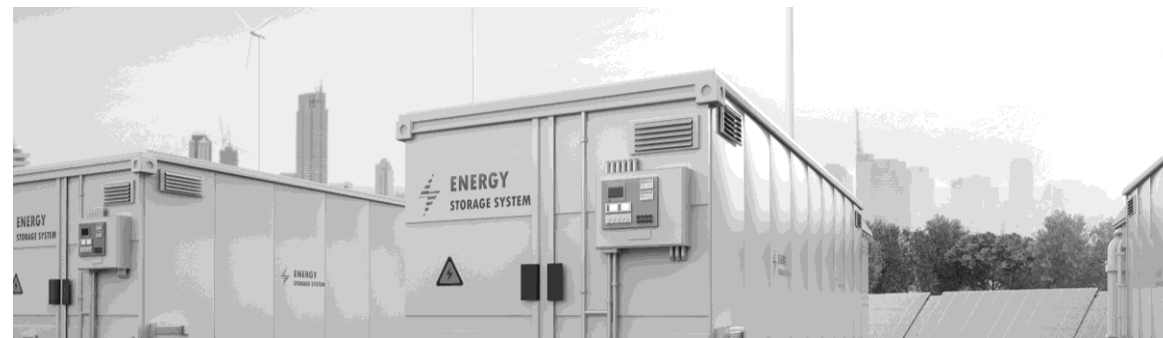
Maßnahmen zur Reduktion der Systemkosten durch EE

Anreize zur systemdienlichen Auslegung von neuen EE-Anlagen sowie Erhöhung von Benutzungsstunden und Parkwirkungsgraden

Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Konzept der systemdienlichen Anschlussleistung von EE für Neuanlagen

Erhaltung von Netzanschluss- und Ausbauverpflichtung

Verbesserte Synchronisierung des erforderlichen EE- und Netzausbaus → Optionenmodell



Maßnahmen zur verbesserten Systemintegration durch Flexibilität

Anreize für Behind-the-Meter Anwendungen und Beseitigung von Hemmnissen für Sektorenkopplung

Flächendeckende Einführung von dynamischen Tarifen

Praxistaugliche Umsetzung der AgNES-Vorschläge der BNetzA zu dynamischen Netzentgelten

Technologieneutraler Kapazitätsmarkt mit Flexibilitätsanreizen

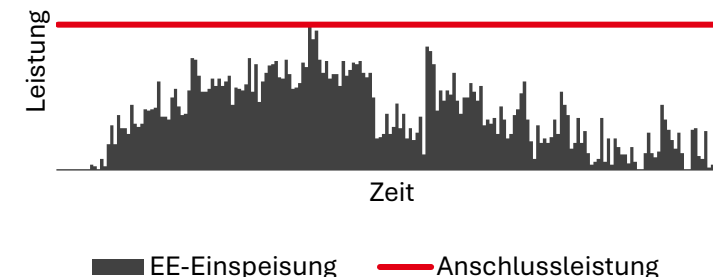
Bessere Ausnutzung der Netzanschlusskapazität und Schaffung von Flexibilitätsanreizen durch Dimensionierung des Netzausbaus auf eine systemdienlichen Anschlussleistung

Eckpunkte der Ausgestaltung

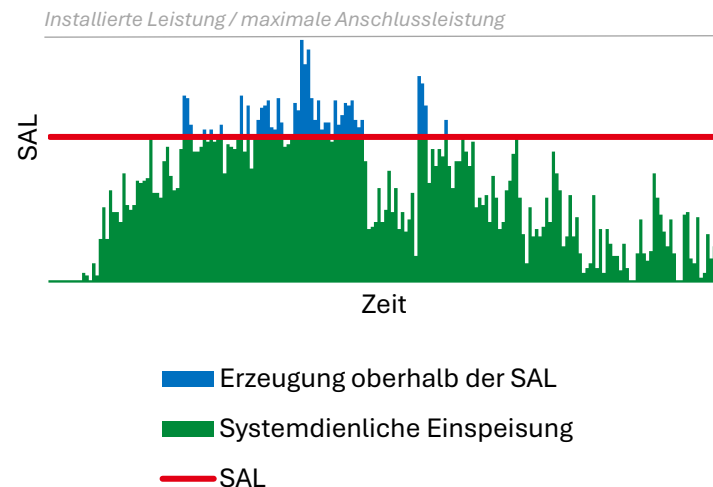
- Der Einspeisevorrang für neue EE-Anlagen wird auf die **Systemdienliche Anschlussleistung (SAL)** begrenzt
 - **Unterhalb der SAL:**
Sicherstellung Kalkulierbarkeit für Investitionssicherheit des weiteren EE-Ausbaus
 - **Oberhalb der SAL:** netzdienliche Steuerung der Anlagen auf Basis individueller Vereinbarungen (FCAs) zwischen Netz- und Anlagenbetreiber
- Mehrwert:
 - **Reduktion Netzausbaubedarf und -kosten**, da Dimensionierung des Netzausbaus (hinter dem Netzanschluss) sich an SAL statt Anschlussleistung/installierter Leistung orientiert
 - **Steigerung von Volllaststunden und Marktwerten von EE**, da SAL einen Anreiz für systemdienliche Anlagen- /Parkauslegung setzt
 - **Anreize für den Aufbau von Flexibilitäten** zur Nutzung / Verschiebung der Erzeugungspotenziale oberhalb der SAL
 - **Investitionssicherheit für weiteren EE-Ausbau** durch Sicherstellung der Kalkulierbarkeit und Erhalt eines auf die SAL begrenzten Einspeisevorrangs
- Ausdetaillierung des Konzepts am Beispiel großer EE-Erzeugungsparks in der HöS- bis MS-Ebene
- Grundsätzliche Übertragbarkeit des SAL-Konzepts auf Anlagen der NS-Ebene gegeben.
- In der Niederspannung müssen für das Massengeschäft taugliche Steuerungslösungen (z.B. Weiterentwicklung § 14a EnWG) gewählt werden, anstelle von FCA und Redispatch

Zielbild Systemdienliche Anschlussleistung

Heutiger Standard:



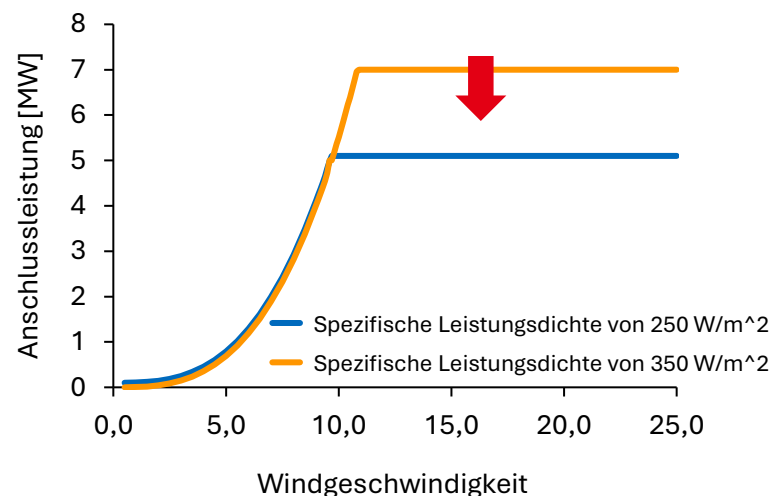
Neues Modell:



Konzept der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL): Systemdienliche Anlagenauslegung sichert Wirtschaftlichkeit und reduziert Systemkosten

Windenergie

Effekt spezifischer Rotorflächenleistung

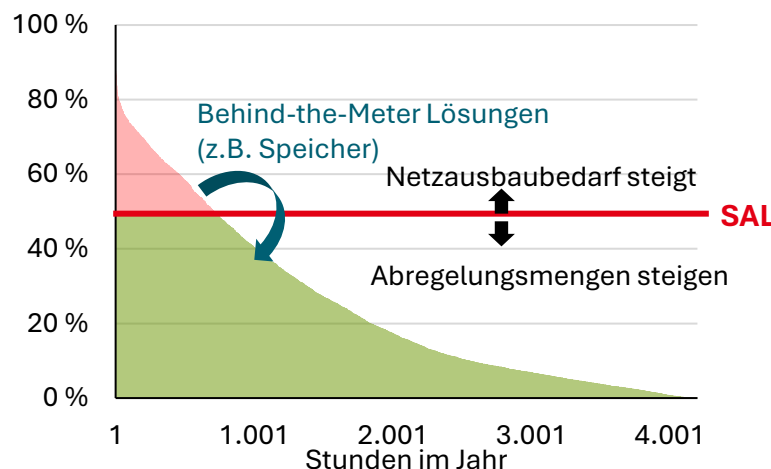


Mehrwert: Höhere Volllaststunden, mehr Strom durch weniger Netz

Maßnahme: Begrenzung der spezifischen Rotorflächenleistung bei Onshore Windparks. Dies führt zu größeren Rotorflächen und somit stetigerer Erzeugung und höheren VBh. Bessere Auslastung Offshore-Windenergie
Anreiz für höhere Parkwirkungsgrade

Photovoltaik

Dauerlinie PV mit SAL

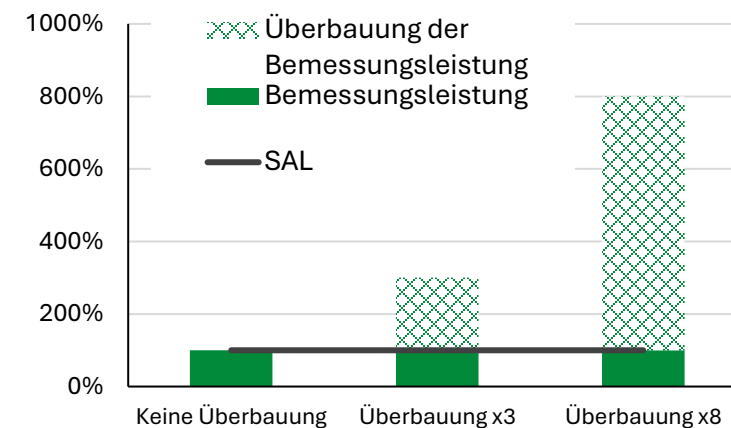


Mehrwert: Geringere Netzanschlusskapazitäten und Anreiz zum Aufbau von Flexibilität bzw. Speichern

Maßnahme: Trade-off zwischen Netzausbaueinsparung und potenzieller Abregelung

Biomasse

Überbauung der Bemessungsleistung

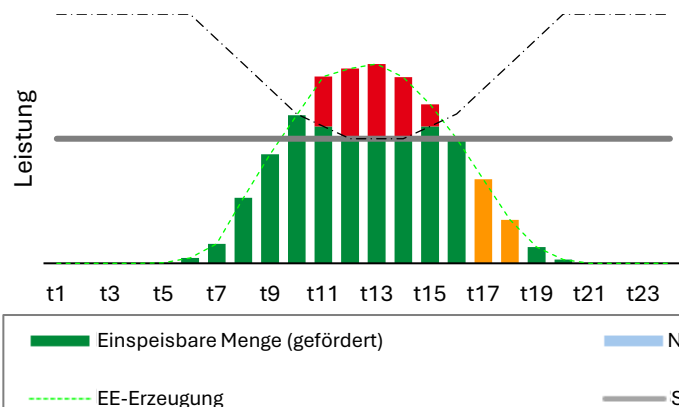


Mehrwert: Zusätzliche Kapazitäten in Dunkelflauten

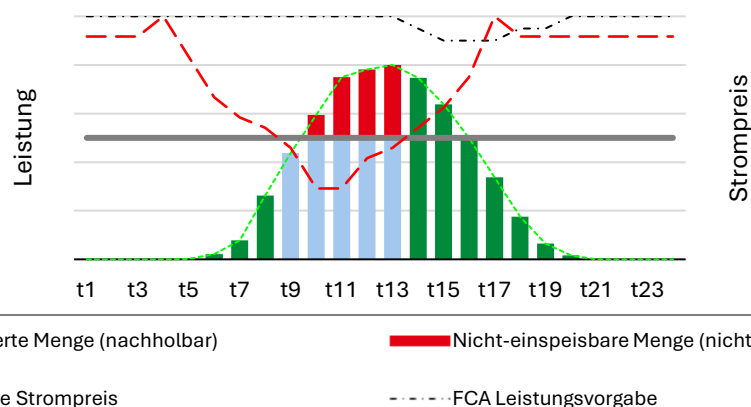
Maßnahme: Starke Überbauung der Bemessungsleistung der Anlagen für Bandbreite x3-x8 anreizen

Die Ausrichtung der Förderung an Netzeengpässen und negativen Preisen reizt systemdienliches Verhalten der Erzeugungsanlagen an

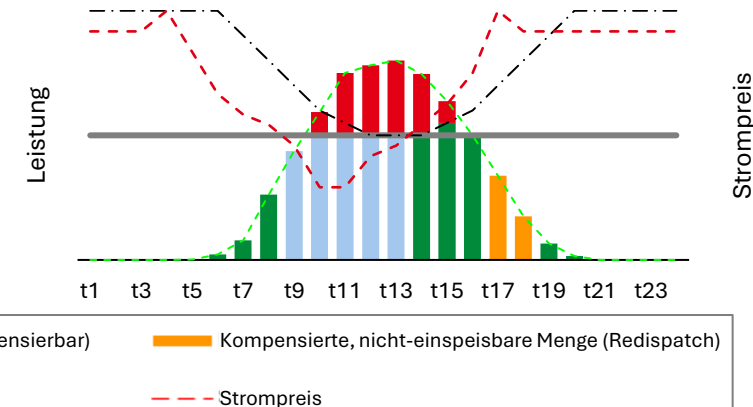
Netzdienliche Dimension



Marktdienliche Dimension



Systemdienlich = markt- & netzdienlich



• Netzdienlichkeit

- Reduktion der Einspeisung bei Bedarf bis zur SAL
- Reduzierte BKZ (oder Teil-Freibetrag) unterhalb der SAL, volle BKZ oberhalb SAL
- Einspeisung & Förderung oberhalb SAL möglich, wenn FCA abgeschlossen
- Redispatch unterhalb der SAL wird vollständig kompensiert
- Anreiz für alle Marktteilnehmer FCA abzuschließen

• Marktdienlichkeit

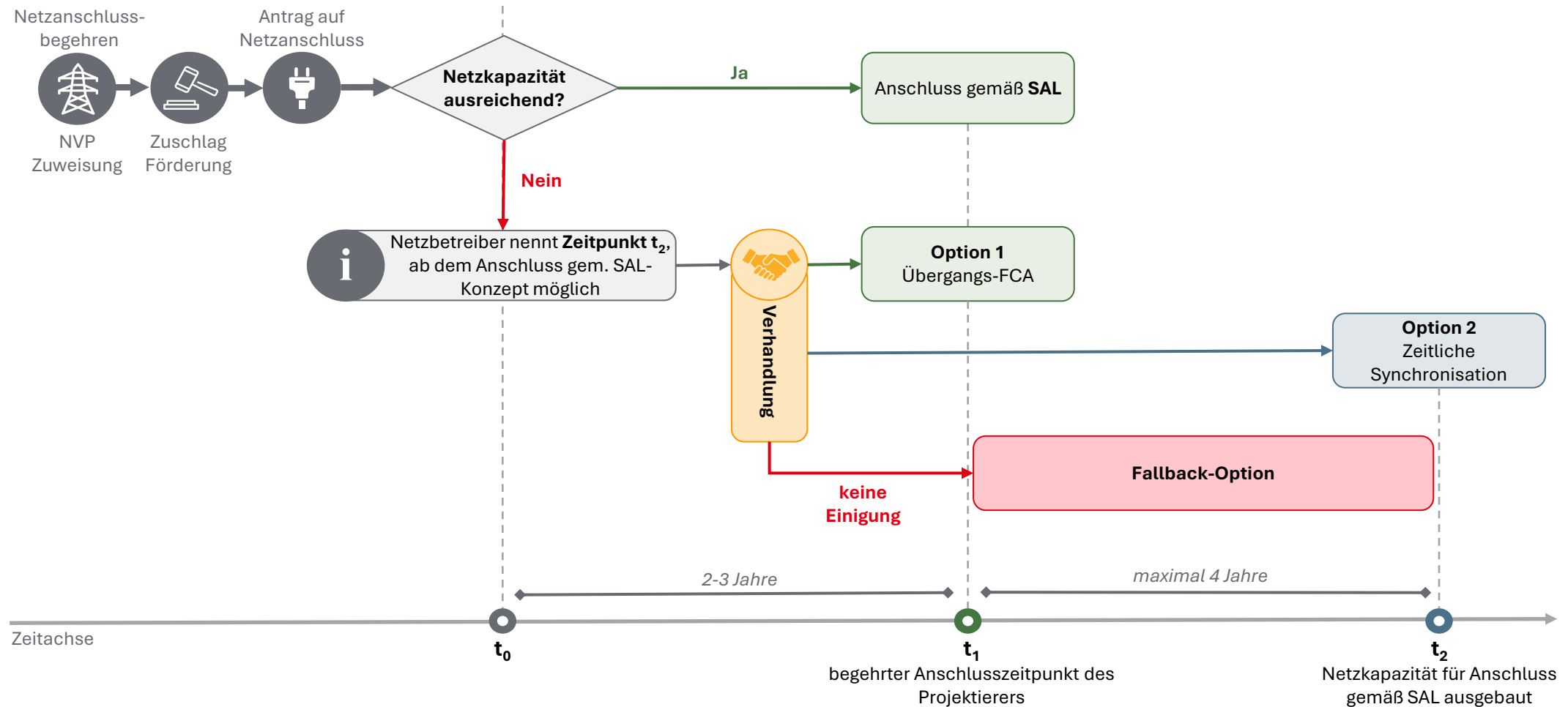
- wegfallende Förderung bei Nullpreisen und negativen Preisen
- Mengen unterhalb der SAL sind nachholbar, oberhalb nicht

• Systemdienlichkeit

- Ausrichtung der Förderung an
 - FCA-Leistungsvorgabe und
 - Marktpreissignal

Zur Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Netzausbaus wird ein Optionenmodell vorgeschlagen

Übersichtsbild



Die Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau erfolgt über ein Optionenmodell anstatt eines Redispatchvorbehalts in kapazitätslimitierten Netzabschnitten

Wirkungsweise des Optionenmodells

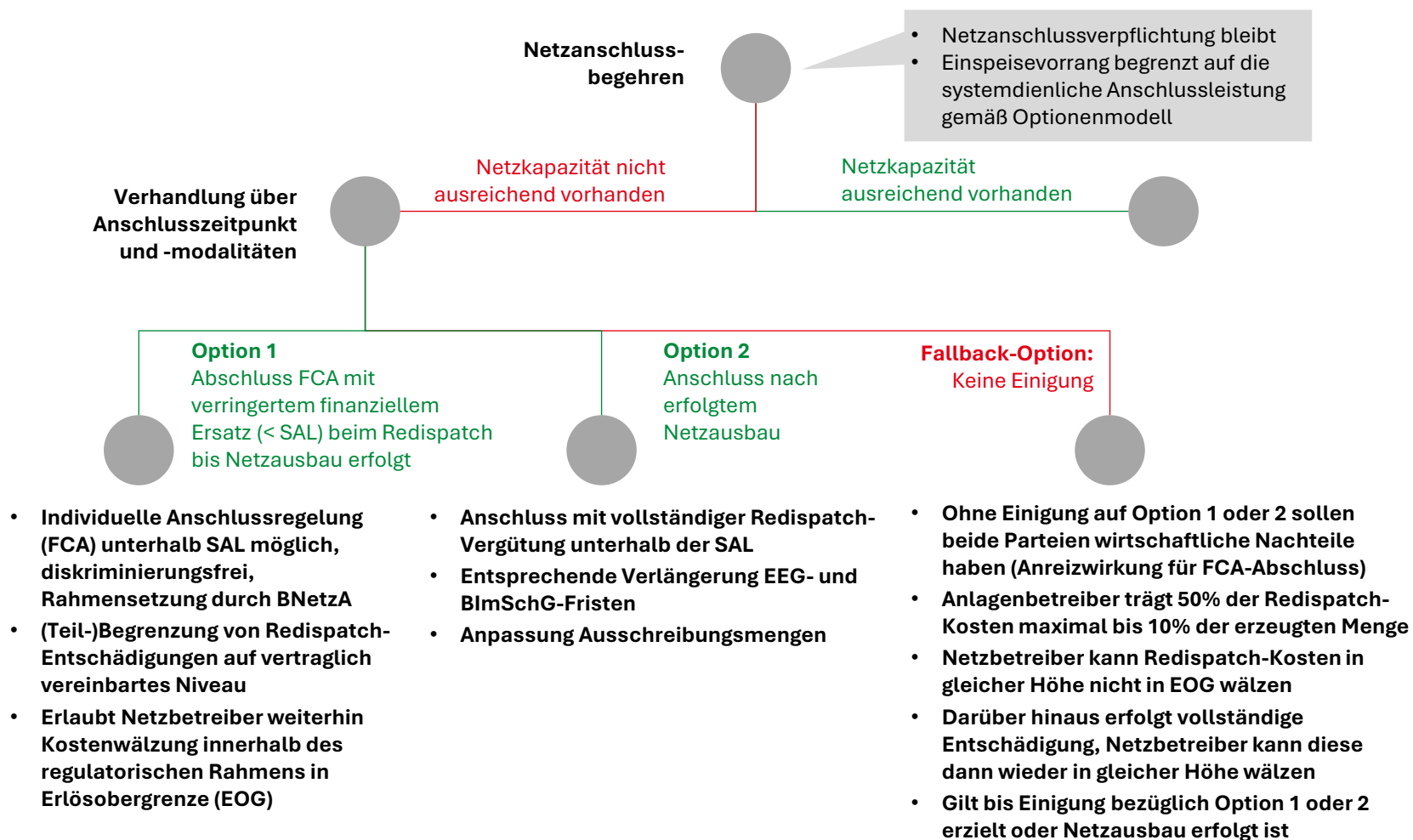
Voraussetzungen:

- SAL ist als Prinzip eingeführt
- § 8 EEG hat weiter Bestand für Anschlussleistungen unterhalb der SAL
- Besondere Regelungen gelten in wesentlich (>> 3%) und technologiebezogen kapazitätslimitierten Netzabschnitten

Zielstellung:

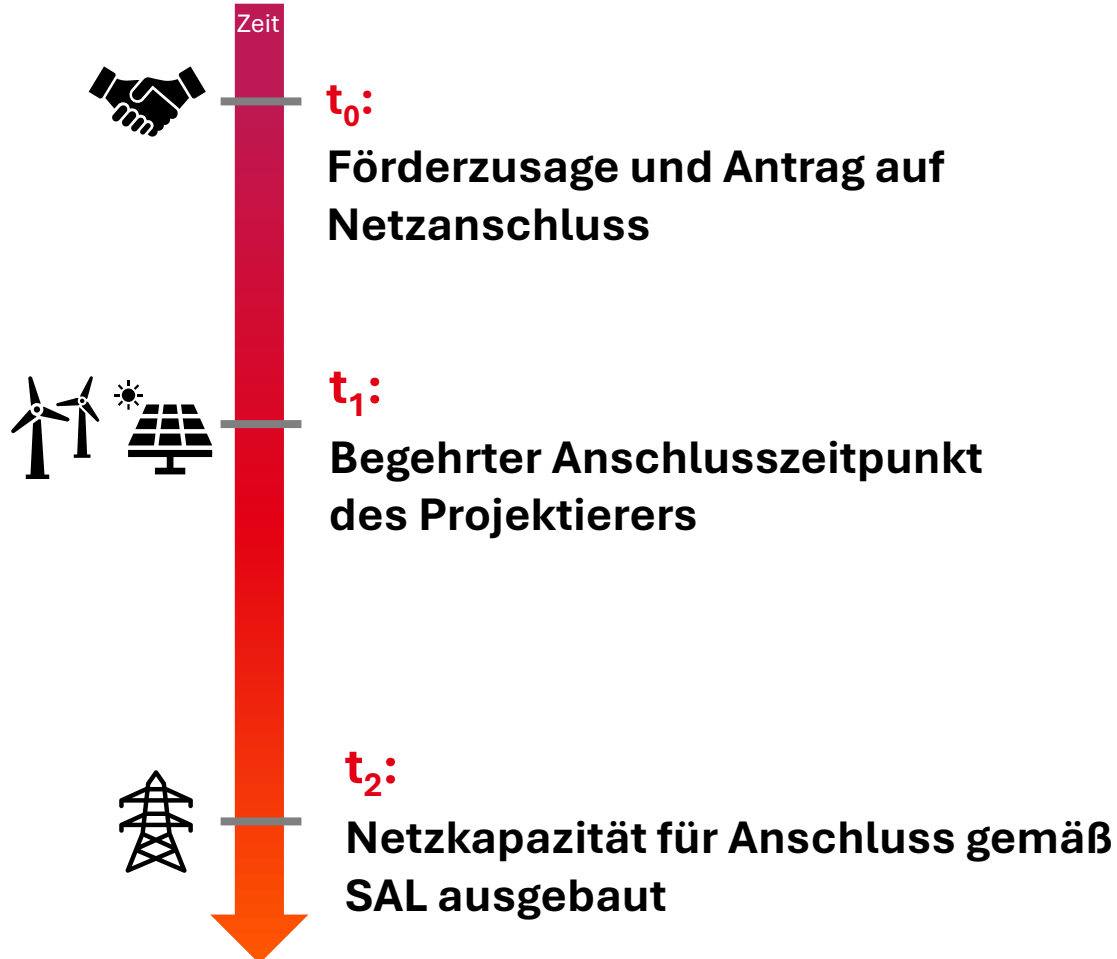
- Anlagenbetreiber kann zwischen zeit- bzw. teilweisem, aber kalkulierbaren Verzicht auf Redispatch-Entschädigung (Option 1) und Fristverlängerung für das Projekt (Option 2) entscheiden
- Für die Übergangsphase bis Netzausbau ist eine individuelle Vereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber möglich (FCA)
- Der Netzausbau gilt spätestens vier Jahre nach Inbetriebnahme als erfolgt

Wirkungslogik: Kooperation wird ökonomisch begünstigt; Anreiz durch wirtschaftlich unattraktive aber kalkulierbare Fallback-Option



Zeitlicher Ablauf und mögliche Umsetzungsfristen des Optionenmodells

Zeitliche Abfolge und Fristen



Erläuterung

- **Vor t_0 :** Vorgehen wie bisher
 - Projektierer stellt Netzanschlussbegehren
 - Netzbetreiber weist volkswirtschaftlich optimalen NVP* zu
 - Projektierer geht in Auktion
- **t_0 : Förderzusage und Antrag auf Netzanschluss**
- **Bis ein Jahr vor t_1 :** Bei nicht ausreichender Netzkapazität in Netzabschnitt des NVP: Möglichkeit sich auf Option 1 (FCA) oder Option 2 (warten) zu verständigen
- **t_1 : begehrter Anschlusszeitpunkt des Projektierers**
- **t_2 : Netzkapazität für Anschluss gemäß SAL ausgebaut**
 - Netzbetreiber muss t_2 bereits zum Zeitpunkt t_0 verbindlich benennen
 - t_2 darf maximal vier Jahre nach t_1 liegen
 - Ist erforderlicher Ausbau zu t_2 nicht erfolgt wird Anlagenbetreiber für Redispatch voll kompensiert, für Netzbetreiber gilt Fallback-Option bis Netzausbau erfolgt

Flexibilität für erhöhte EE-Nachfrage durch markt- und netzdienliche Preisanreize, Vergütung von Flexibilität am Kapazitätsmarkt und Abbau von Hemmnissen



Markt- und netzdienliche Preisanreize

- **Dynamische Tarife** zum Anreiz einer marktorientierten Betriebsweise von Verbrauchern, Industrie und Speichern
- Praxistaugliche **zeitvariable/dynamische Netzentgelte** als ergänzendes netzbezogenes Preissignal, das mit Marktpreissignal superponiert
 - Pragmatische Vereinfachungen gegenüber voll-dynamisierten NNE
 - Systemdienlichkeit anreizende NNE auch für Speicher
 - Ergänzend kurative Elemente wie §14a EnWG und Steuerungsrollout ausweiten



Vergütung von Flexibilität in Kapazitätsmarkt

- Kurzfristige Kapazitätsauktionen für **no-regret Kapazitäten**
- **Technologieneutrale** Einbindung von Flexibilitäten inkl. Speicher und Nachfrageflexibilität in **zentralen Kapazitätsmarkt**
- **Verursachungsgerechte, dynamische Kapazitätsmarktumlage** als zusätzliches Flexibilitätssignal



Wegfall von Hemmnissen für Sektorkopplung

- Produktionsbedingungen für die Herstellung von **Elektrolyse-Wasserstoff** anpassen, um nationale Produktionskosten zu senken
- Berücksichtigung von PtH als **grüne Wärme** zur Erhöhung der flexiblen Nachfrage von E-Kesseln
- **Physische Direktbelieferung** „Behind-the-Meter“ anreizen und Umsetzung vereinfachen

Case-Study mit BET-Strommarktmodell zeigt den volkswirtschaftlichen Mehrwert von systemdienlicher EE-Integration und Flexibilität im Stromsystem auf

Betrachtete Szenarien



Strommarktdesign mit bestehenden Fehlanreizen bei EE-Auslegung und Flexibilitäten

Aktueller EE-Förderrahmen: nicht-systemdienliche Anlagenauslegung und starker Netzausbaubedarf; Hemmnisse beim Ausbau von Flexibilitäten



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen

Überarbeitung des EE-Förderrahmens gemäß SAL-Konzept: systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen mit Überbauung über SAL sowie PV + Batterie Co-Location



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten

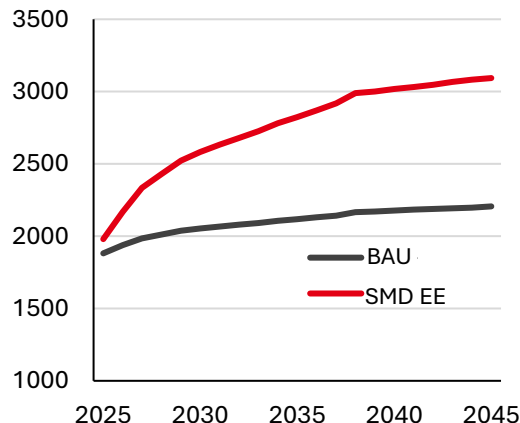
Ergänzend zu SMD EE zusätzliche Anreize für Flexibilitäten: stärkerer Speicherausbau, Verbraucherflexibilität, Biomasse-Überbauung, Ausbau von PtX-Anlagen

Case Study

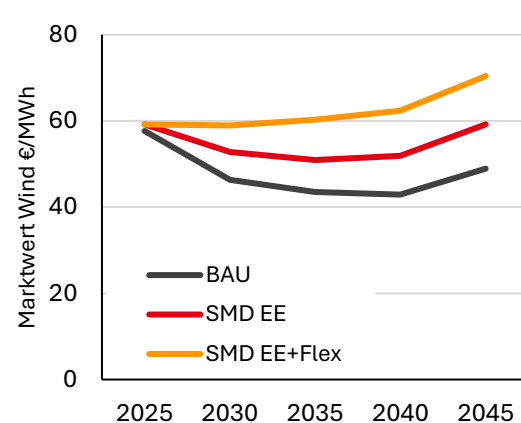
- Die Case-Study auf Basis des Szenario NEP B des genehmigten Szenariorahmens NEP 2025-2037/2045
- Stromnachfrage und EE-Erzeugungspotenzial werden in den drei Szenarien der Case-Study konstant gehalten.
 - **BAU-Szenario:** EE-Anlagen werden nach bisheriger Logik angeschlossen und ausgelegt (Leistungsoptimierung, geringe Parkwirkungsgrade). Zudem: eingeschränkter Hochlauf von Flexibilitäten (Prosumer, Batterien, Elektrolyseure, Biomasse-Überbauung) aufgrund fehlender bzw. nicht zielführender Anreize.
 - **SMD EE-Szenario:** Netzanschlussleistung für EE-Technologien gemäß SAL-Konzept. Windenergieanlagen werden systemdienlicher mit hohen Vollbenutzungsstunden ausgelegt und vermehrt Batterien in Co-Location zu PV-Anlagen verbaut.
 - **Szenario SMD EE+Flex:** Zusätzlich werden Flexibilitäten gemäß NEP vollständig ausgereizt und eine starke Überbauung von Biomasseanlagen unterstellt.
- Berechnung der Kostenentwicklung über fundamentales Strommarktmodell und Netzkostensensitivitäten

Systemdienliche Auslegung stärkt Wirtschaftlichkeit von EE-Erzeugern bei gleichzeitiger Reduktion der Systemkosten

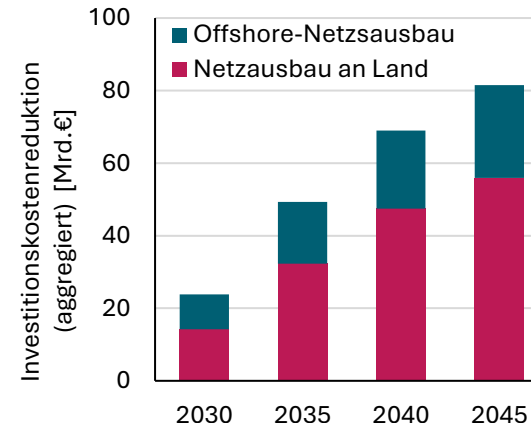
Volllaststunden



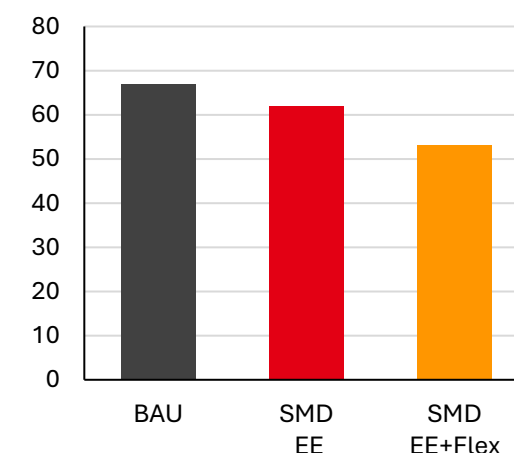
Marktwerte



Netzausbaukosten



Bedarf Backup-Kapazitäten



Eine systemdienliche Auslegung von Windparks kann die nationalen Wind-Volllaststunden langfristig um fast **1.000 h/a erhöhen**

Die Marktwerte der EE steigen durch die Maßnahmen deutlich und reduzieren damit den EE-Förderbedarf

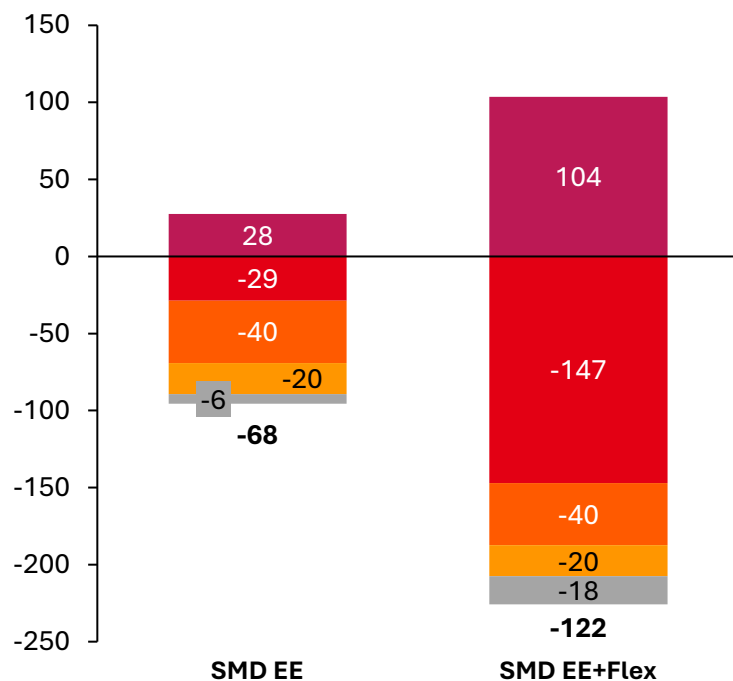
Der geringere Bedarf an Anschlussleistung bei systemdienlicher Auslegung vermeidet Investitionen Netzausbau in Höhe von ca. **80 Mrd. €** bis zum Jahr 2045
Diese wirken regulatorisch deutlich über 2045 hinaus

Durch die Einbindung von Flexibilität in Kapazitätsmechanismen sinkt der Bedarf an Backup-Kapazitäten bis 2045 um bis zu **ca. 18 GW**

Die Case-Study demonstriert, dass eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten die Stromkosten bei vorsichtiger Abschätzung bis zu 122 Mrd. € bis 2045 reduziert

Änderung der Stromkosten bis zum Jahr 2045*

in Mrd. €, real 2025



Ergebnisse der Case-Study



Strommarktdesign mit bestehenden Fehlanreizen bei EE-Auslegung und Flexibilitäten

- Hohe EE-Anschlussleistung mit hohem Netzausbaubedarf
- Hohe EE-Förderkosten wegen stark sinkenden Marktwerten
- Hoher Bedarf an Back-up Gaskraftwerken



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen

- Sinkende EE-Förderkosten durch steigende Marktwerte trotz höherer anzulegender Werte (Gebotspreise)
- Sinkender Netzausbaubedarf durch EE-Auslegung



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten

- Weiter sinkende EE-Förderkosten, da Flexibilitäten die EE-Marktwerte erhöhen
- Sinkender Bedarf an Back-up Gaskraftwerken

68 Mrd. €
Ersparnis*

122 Mrd. €
Ersparnis*

Weitere im Monitoring-Bericht adressierte große Einsparpotenziale möglich (z.B. durch umfassende Anwendung NOXVA-Prinzip in Netzplanung und Anwendung kurativer Maßnahmen wie § 14a oder Offshore-Optimierung, etc.).

Der entwickelte Marktdesignvorschlag adressiert die im Monitoringbericht definierten Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilität

Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilitätsinstrumente

BET-Vorschlag für systemdienliches Marktdesign



Fazit

1

Systemkosten senken

Durch das SAL-Konzept werden Netzausbaubedarfe gesenkt und Redispatchkosten reduziert.

2

EE- und Netzausbau synchronisieren und vorantreiben

Kalkulierbarkeit unterhalb der SAL schafft Investitionssicherheit für weiteren EE-Ausbau. Netzausbau wird weiterhin angereizt. Anreize für den Abschluss systemdienlicher und diskriminierungsfreier FCA.

3

Förderkosten senken und Flexibilität fördern

Systemdienliche Anlagenauslegung und zusätzliche Nachfrage bedingt durch Flexibilitäten steigert Marktwerte der Erneuerbaren.

Flexibilität fördern und systemdienlich anreizen.

4

Kosteneffizienz steigern

Case Study zeigt Einsparpotenziale von über 120 Mrd. € bis 2045 bzw. darüber hinaus. Weitere Einsparungen durch Umsetzung der Empfehlungen des Monitoring-Berichts möglich.

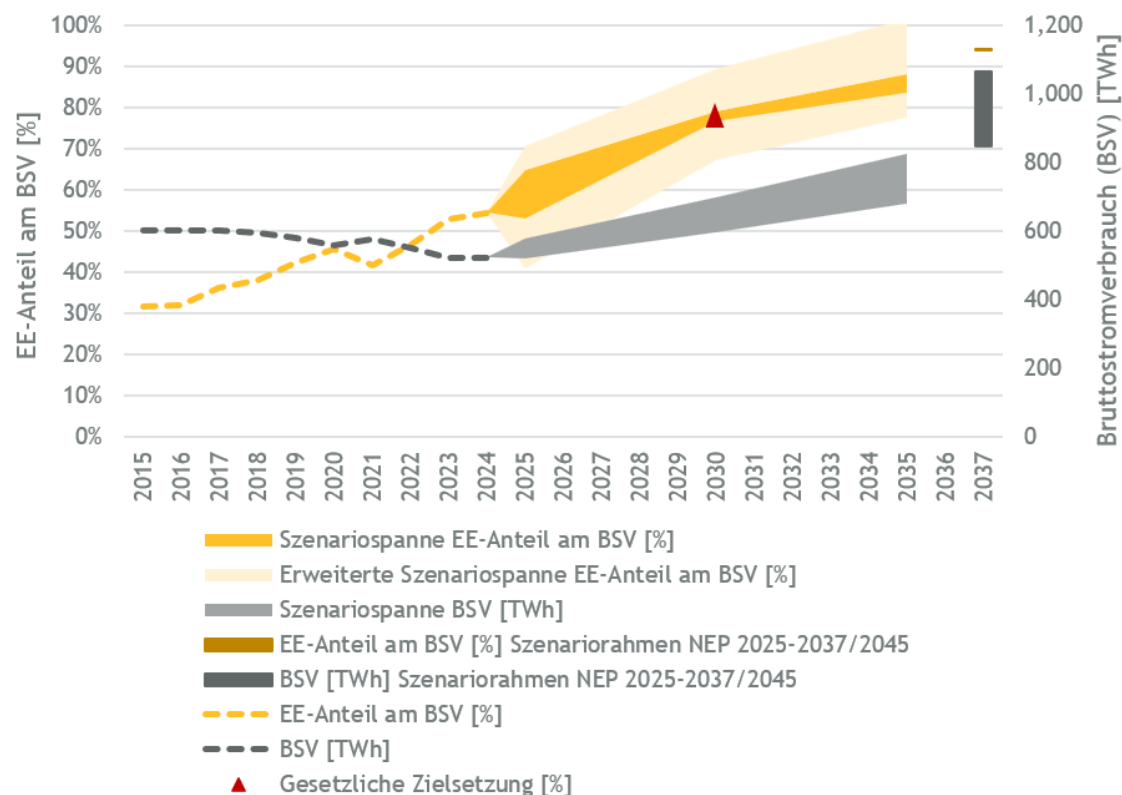
Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss fortgesetzt werden, um die gesetzlich verankerten Klimaziele zu erreichen

EE-Anteil am Bruttostromverbrauch



Aussagen zu EE-Ausbau im Monitoringbericht

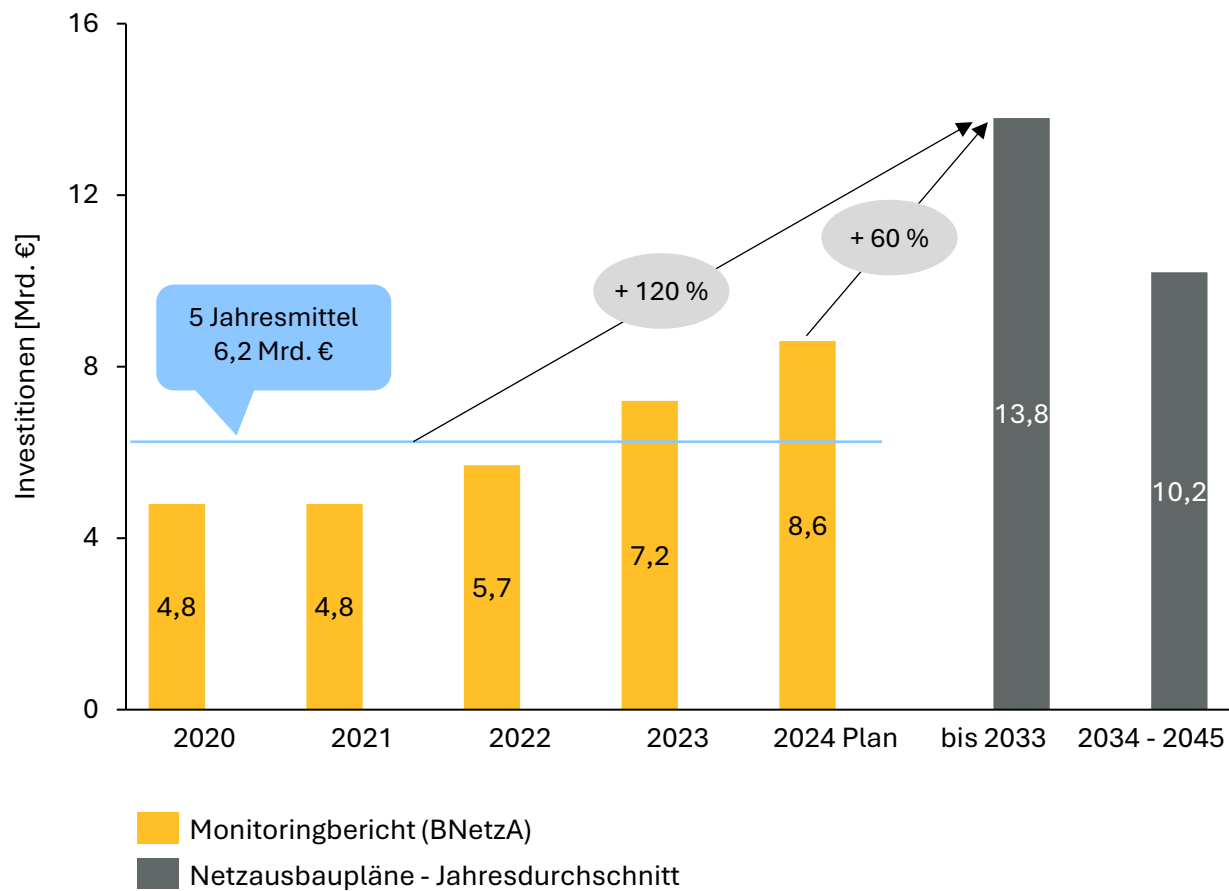
- Klimaziele sind nur mit weiterem EE-Ausbau erreichbar: Die aktuellen explorativen Szenarien (Trend-Szenarien) verfehlen überwiegend das Klimaschutzziel, was den Handlungsdruck für zusätzlichen Ausbaustrengungen verdeutlicht.
- Hohe Ausbaugeschwindigkeit bleibt unverzichtbar, da selbst bei moderaterer Stromnachfrage der EE-Ausbau in hohem Tempo fortgesetzt werden muss, um klimapolitisches Ziel von 80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (SV) zu sichern.
 - Die im Monitoringbericht ausgewerteten, explorativen Szenarien liegen mit 72–79 % EE-Anteil knapp unter dem 80 %-Ziel, sodass zusätzliche Maßnahmen zur Zielsicherung erforderlich sind.
- Um die Klimaziele zu realisieren, muss der Ausbau auch über 2030 hinaus konsequent fortgeführt werden.
- Durch eine Vielzahl von Maßnahmen der räumlichen Allokation sowie Anpassungen des Marktdesigns und des Förderregimes lassen sich jedoch deutlich Systemkosten reduzieren.

Der Monitoringbericht bestätigt, dass zum Erreichen der Klimaziele der Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen weiterhin in hohem Umfang notwendig ist.

Eine Überarbeitung der Preisfördermechanismen für Investitionen in neue EE-Anlagen ist nicht nur aufgrund von EU-Vorgaben notwendig, sondern auch um die Refinanzierbarkeit und Bezahlbarkeit des EE-Ausbaus bei weiter zunehmenden EE-Anteilen sicherzustellen

Der BMW-Monitoringbericht zeigt einen Investitionsbedarf von über 675 Mrd. € für die Stromnetze

Verdopplung der jährlichen Netzinvestitionen im Strom-Verteilnetz



Aussagen zu Investitionsbedarfsentwicklung im Monitoringbericht

- Eine zentrale Forderung des BET/ewi-Monitoringberichts ist es die **Kosteneffizienz** im Gesamtsystem stärker zu fokussieren.
- Für das Stromnetz ist dies aufgrund steigender Ausbaukosten besonders wichtig: die Kosten für den **Übertragungsnetzausbau** bis 2045 liegen laut Monitoring bei 440 Mrd. € und für den **Verteilnetzausbau** bei über 235 Mrd. €.
- Der Ausbau dient der **Anpassung der Transportkapazitäten an den EE-Ausbau**, insbesondere zur Integration, Transport und Verteilung von Erneuerbaren Energien
- Zudem müssen die Netze **Speicher und neue Lasten** integrieren, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität im zunehmend dezentralen und volatilen Energiesystem zu gewährleisten.
- **Angespannte Lieferketten, begrenzter Wettbewerb und hohe Nachfrage** nach Spezialkomponenten führen zu Preiserhöhungen seitens der Hersteller und damit zu einem zusätzlichen Anstieg der Kosten.
- Eine Senkung der Kostenanstiege ist u.a. durch bessere **Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau** sowie **Überbauung von Netzanschlüssen** möglich.
- **Kombinierte Nutzung von markt- und netzdienlichen Flexibilitäten** (einspeise- und lastseitig) kann zur **Verringerung der Netzausbaubedarfe** und Systemkosten sowie Steigerung der Versorgungssicherheit und der Systemstabilität beitragen.

Um die Kosten des Stromnetzausbaus zu reduzieren, sollte der Aufbau von Flexibilität angereizt und diese dann netz- bzw. systemdienlich eingebunden werden. Dies könnte durch Anpassungen und Weiterentwicklungen im Marktdesign erreicht werden.

Das aktuelle Marktdesign verfehlt durch Fehlanreize für Erzeuger und Verbraucher die Optimierung des Gesamtsystems



Gleichzeitigkeit EE-Erzeugung

- Die wetterbedingte hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen führt zu sinkenden Marktwerten und Zunahme von negativen Preisen
- Aktuelles EEG führt zu Fehlanreizen:
 - Windenergieanlagen an Land und auf See mit geringen Parkwirkungsgraden und hohen Flächenleistungen
 - Fehlende Flexibilität und Diversität bei PV-Erzeugung
- Hohe Einspeisespitzen führen zu hohem Netzausbaubedarf
- Im Ergebnis werden betriebswirtschaftlich optimierte Anlagen gebaut, die immer weniger systemdienlich sind

Fehlende Flexibilitätsanreize

- Netzentgelte bisher überwiegend starr, sodass netzseitige Preissignale fehlen
- Zeitvariable Netzentgelte bisher nur in der Niederspannung (§14a)
- Bandlastprivileg der Industrie reizt inflexibles Lastverhalten an
- Speicher ohne Anreiz für netzdienlichen Betrieb
- Anreize zur Überbauung von Biogasanlagen bislang noch nicht wirksam
- Hohe Produktionskosten durch strenge Regulierung und fehlende Nachfrage hemmen inländische H₂-Produktion und Wärmegewinnung aus Strom

Netzengpässe und -ausbaukosten

- Neben der marktseitigen Integration von EE-Anlagen, ergeben sich Hemmnisse auch bei Integration in das Netz:
- Netzausbau bis zur letzten kWh führt zu enormen Netzausbauinvestitionen
- Hohe Redispatchkosten durch zunehmende Netzengpässe und langsamen Netzausbau
- Es fehlen Instrumente für netzdienliches Verhalten und netzdienliche Standortwahl von EE-Anlagen
- Kostensenkungspotenziale werden nicht gehoben, da der Blick für das Gesamtsystem fehlt (Optimierung Erzeugung, Flexibilität, Nachfrage, Sektorenkopplung)

Versorgungssicherheit

- In Dunkelflauten können erneuerbare Energien allein die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten
- Bedarf an Zubau gesicherter Back-Up Kapazitäten durch Kohleausstieg sowie steigender Stromnachfrage
- Investitionsstagnation bei benötigten Back-up Kapazitäten aufgrund geringer Einsatzzeiten und hohen Erlösrisiken
- Neben Gaskraftwerken können dezentrale Motorkraftwerke, große (Batterie-)Speicher und dezentrale Flexibilitäten inkl. Lastflexibilität gesicherte Leistung bereitstellen
- Genauer Bedarf unsicher und von zukünftigen Strommarktentwicklungen abhängig
- Voraussetzung: Mess- und Steuerbarkeit sowie Digitalisierung zur Steuerung dezentraler Flexibilitäten

Ein Marktdesign, das Kosteneffizienz steigert und Netzausbaukosten senkt, sollte systemdienliche EE-Einspeisung und Flexibilität anreizen

Ziel der Studie

Die vorliegende Studie nimmt folgende im BMW-E-Monitoring adressierte Handlungsoptionen in den Blick und entwickelt Lösungsvorschläge:

- **Kosteneffizienz steigern**
 - Marktintegration von PV, Wind an Land und Biomasse verbessern
 - Anreize für eine kosteneffiziente und systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen setzen
 - Anreize für den Aufbau von Flexibilitäten setzen
 - Das systemdienliche Zusammenspiel von erneuerbaren Energien, Flexibilitäten und Lasten auf der einen sowie Netzen auf der anderen Seite verbessern
- **Netzausbaukosten senken**
 - Den erforderlichen Netzausbaubedarf auf eine systemdienliche Netzanschlusskapazität reduzieren statt Ausbau bis zum „letzten kW“.
 - Optimierte Nutzung der Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt
 - Verstärkte Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten sowie eine Berücksichtigung dieser in der Netzplanung

Grundpfeiler für Umsetzung

Ein Marktdesign für hohe Anteile aus erneuerbaren Energien Anlagen benötigt zwei Grundpfeiler für ein volkswirtschaftlich günstiges Stromsystem:

- **EE-Förderregime sollte die systemdienliche kWh anreizen und fördern**
 - Die Systemdienlichkeit als Vereinigung aus Marktdienlichkeit und Netzdienlichkeit ist ein wichtiger Maßstab für Optimierung des Gesamtsystems
 - Marktdienlichkeit in Auslegung und Betrieb von EE-Anlagen mit auskömmlichen Marktwerten
 - Netzdienlichkeit in Auslegung und Betrieb von EE-Anlagen reizt einen volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau an
- **Anreize für Flexibilität, die EE-Erzeugung Nachfrage gibt und Schwankungen sowie Dunkelflauten überbrückt**
 - Markt- und netzdienliche Preisanreize für Verbraucher reizen Investitionen in Flexibilisierung und flexiblen Betrieb an
 - Technologieoffener Kapazitätsmechanismus sichert Versorgungssicherheit und setzt weitere Flexibilitätsanreize

In Kapitel 3
ausgestaltet

In Kapitel 4
ausgestaltet

Im Zuge einer umfassenden Untersuchung zu in der Diskussion befindlichen Vorschlägen soll gestützt durch eigene Energiemarktmodellierungen ein ganzheitlicher Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für das zukünftige erneuerbare Energiesystem entwickelt werden.

Ziel ist es, dass Investitionen in Erneuerbare und Flexibilitätsoptionen entsprechend der politisch vorgegebenen Ausbaupfade volkswirtschaftlich nachhaltig sind und zugleich die Refinanzierbarkeit betriebswirtschaftlich gewährleistet werden kann.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
 - 3.1** Refinanzierungsrahmen EEG: Förderung der systemdienlichen kWh
 - 3.2** Systemdienliche Anlagenauslegung von EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Inhaltsverzeichnis

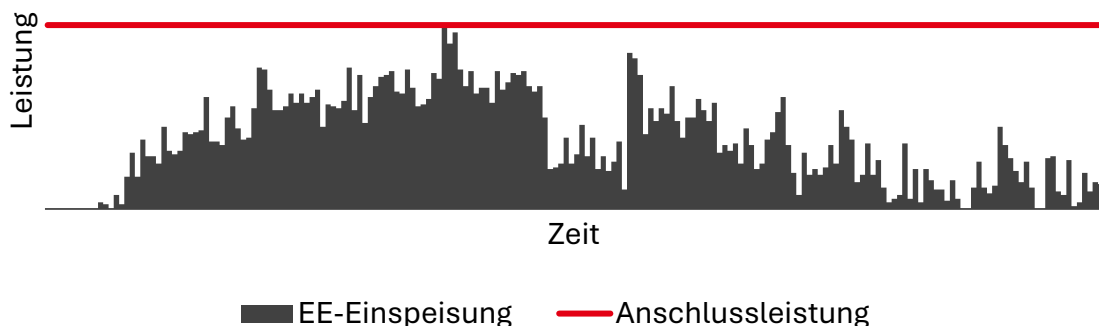
- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
 - 3.1** Refinanzierungsrahmen EEG: Förderung der systemdienlichen kWh
 - 3.2** Systemdienliche Anlagenauslegung von EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



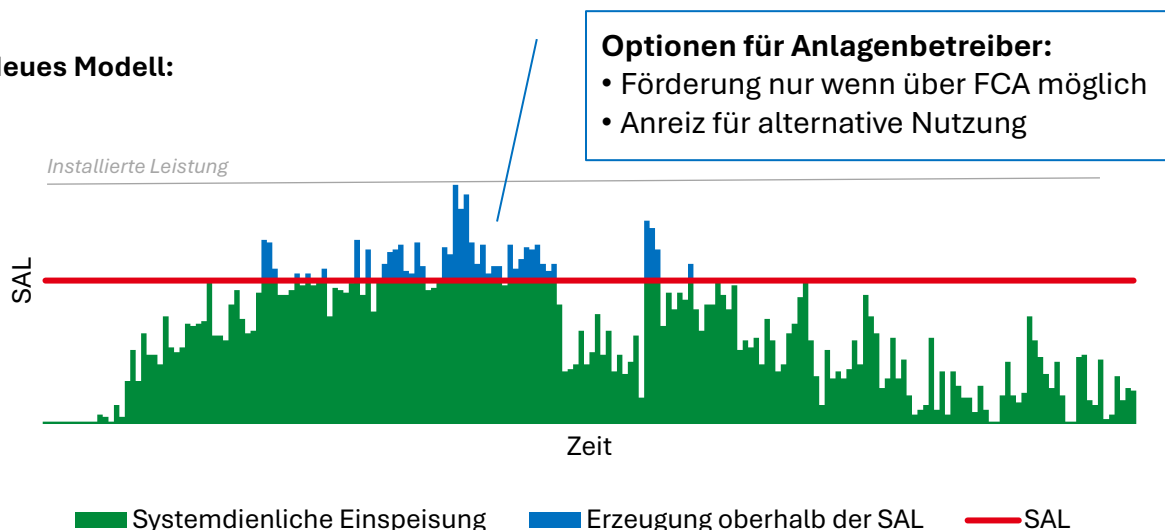
Bessere Ausnutzung der Netzanschlusskapazität und Schaffung von Flexibilitätsanreizen durch Dimensionierung des Netzanschlusses auf eine systemdienlichen Anschlussleistung

Zielbild der Systemdienlichen Anschlussleistung (SAL)

Heutiger Standard:



Neues Modell:



Erläuterung

- Der Netzanschluss von Erneuerbaren ist ein wesentlicher Faktor für die hohen Netzausbaubedarfe und -kosten im Stromnetz.
- Gleichzeitig nutzen EE-Anlagen aufgrund ihrer Volatilität die ihnen zur Verfügung stehende Leistung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) nur in wenigen Fällen voll aus.*
- Ziel sollte daher sein einen Förderrahmen zu gestalten, der Anreize für Erzeuger bietet die Einspeisung zu „vergleichmäßigen“, indem die kostenfreie Netzanschlussleistung auf eine systemdienliche Größe begrenzt wird.
- Grundprämisse für die Überlegungen zur Weiterentwicklung der Förderrahmen ist daher die Ausrichtung an einer im EEG festzulegenden **systemdienliche Anschlussleistung (SAL)**, die in der Regel unterhalb der installierten Leistung der EE-Anlage liegt.
- Durch die Orientierung des Netzanschlusses an dieser systemdienliche Anschlussleistung werden die Netzausbaubedarfe optimiert und gleichzeitig soll ein Anreiz entstehen, die Energie oberhalb der SAL entweder behind-the-meter zu nutzen, in andere Zeitpunkte zu verschieben oder sich an den zusätzlichen Netzausbaubedarfen durch benötigte Leistung oberhalb der SAL z.B. in Form von Baukostenzuschüssen zu beteiligen.
- Die Förderung für Einspeiseleistung oberhalb der SAL ist nur dann möglich, wenn Einspeisung über FCA ermöglicht wird.

Da volatile Erneuerbare in vielen Fällen ihre Anschlusskapazität nicht voll ausnutzen, soll der hier entwickelte Förderrahmen durch Orientierung an einer systemdienlichen Anschlussleistung die Netzanschlussleistung und damit Netzkosten senken sowie Flexibilitätspotenziale anreizen.

Förderkonzept auf Basis der systemdienlichen Anschlussleistung schafft Anreize für Flexibilität und Effizienz

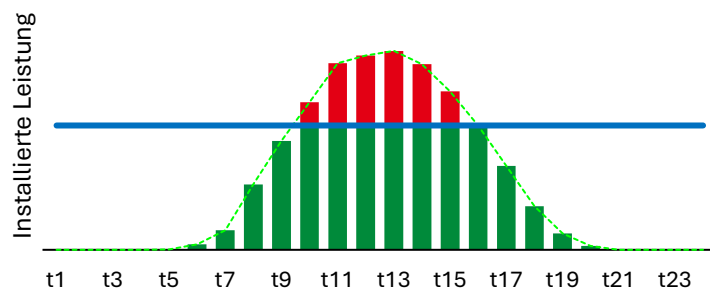


Eckpunkte Fördermodell der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL)

- Auslegung auf SAL soll die kosteneffiziente Transformation des Energiesystems bewirken, indem Netzausbaukosten gesenkt und der Aufbau von Flexibilitäten inhärent angereizt werden
- Das **Grundprinzip** des Förderkonzepts besagt, dass für die Erzeugung oberhalb der SAL heutige Vorteile bezüglich Kompensation ausgefallener Mengen wegfallen, dafür aber unterhalb der SAL eine größtmögliche Planungssicherheit gegeben werden soll.
 - Ein **netzdienlicher Eingriff** ist notwendig, wenn die EE-Anlage aufgrund von Netzengpässen nicht einspeisen kann.
 - **Marktdienliche** Eingriffe sowie das Zusammenspiel von markt- und netzdienlichen Eingriffen sind notwendig, wenn die Strommarktpreise Null oder negativ sind.
 - Im Falle eines durch nacheilenden Netzausbau verzögerten Anschluss der EE-Anlage kann die Kosteneffizienz gesteigert und gleichzeitig das Ambitionsniveau beim Netzausbau hochgehalten werden.
- Durch die Begrenzung der Förderung und des Netzausbaus auf die SAL entstehen dem Anlagenbetreiber ggü. dem Status Quo **wirtschaftliche Nachteile**, die durch folgende Elemente ausgeglichen werden:
 - In den Ausschreibungen können sich erhöhte anlegbare Werte bzw., Gebotspreise ergeben. Die daraus entstehenden Mehrkosten werden jedoch durch den verringerten Netzausbaubedarf sowie reduzierte EEG-Förderkosten aufgrund erwartbar steigender Marktwerte überkompensiert.
 - Eine Abregelung der Anlage aus netzdienlichen Gründen unterhalb der SAL wird kompensiert, abgeregelte Mengen unterhalb der SAL können nachgeholt werden.
 - Wirtschaftlicher Vorteil durch Förderung der Einspeisung auch oberhalb der SAL, wenn keine Einschränkung durch Markt oder Netz bestehen (Upside für Finanzierung).
- Dem Ansatz liegt ein **produktionsabhängiges Fördermodell** zu Grunde, da sich nur bei diesen die geförderte Menge unterhalb der SAL maximieren lässt und dadurch Flexibilität angereizt wird.

Ziel **Netzdienlichkeit**: Förderung systemdienlicher Maximalleistung führt zu geringerer Spitzenleistung am Netzverknüpfungspunkt und minimiert dadurch Netzausbaubedarfe

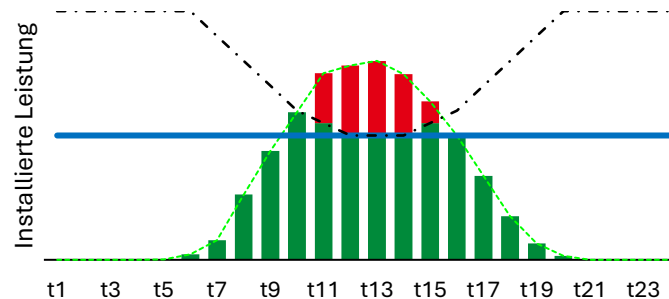
Grundprinzip



■ Kompensierte, nicht-einspeisbare Menge (Redispatch)
 ■ Nicht-einspeisbare Menge (nicht kompensierbar)
 ■ Einspeisbare Menge (gefördert)
 — Systemdienliche Anschlussleistung
 - - - EE-Erzeugung

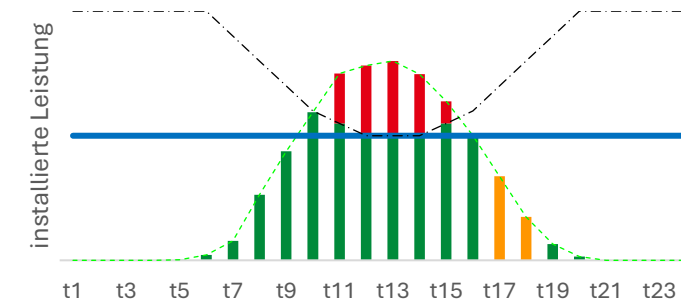
- Das Grundprinzip einer an der SAL orientierten Förderung besagt, dass nur eine Einspeisung unterhalb der SAL gefördert wird.
- Die SAL ist kleiner als die installierte Leistung der jeweiligen EE-Anlage bzw. Anlagenpark und kann differenziert nach Technologie, Standort etc. definiert werden (siehe Kapitel 3.2).
- Erzeugungsmengen oberhalb der SAL können lokal genutzt oder durch Flexibilisierung zeitlich verschoben werden, um auch Förderung zu erhalten.
- Netzanschluss in Höhe der SAL wird zu reduzierten BKZ (oder Teil-Befreiung) seitens des Anlagenbetreibers zur Verfügung gestellt. Soll eine Anschlussleistung oberhalb der SAL bereit-gestellt werden, wäre voller BKZ fällig.

Dynamische FCA-Leistungsvorgabe des NB



- Da Netzengpässe von vielen Faktoren abhängen, sind auch Zeitpunkte denkbar, in denen eine Einspeisung oberhalb der SAL möglich ist.
- Alternativ zum statischen SAL können Anlagen- und Netzbetreiber einen FCA zur Einspeisung oberhalb der SAL abschließen.
- Der FCA gibt dem Netzbetreiber die Möglichkeit die Einspeiseleistung bis zur SAL präventiv einzudämmen, um Engpässen vorzubeugen.
- Ist eine Einspeisung netzseitig möglich, sind zusätzlich eingespeiste Energiemengen auch oberhalb der SAL förderfähig.
- Ein BKZ für die Einspeiseleistung oberhalb der SAL kann bei Vorliegen eines FCA (bis auf null) reduziert werden.

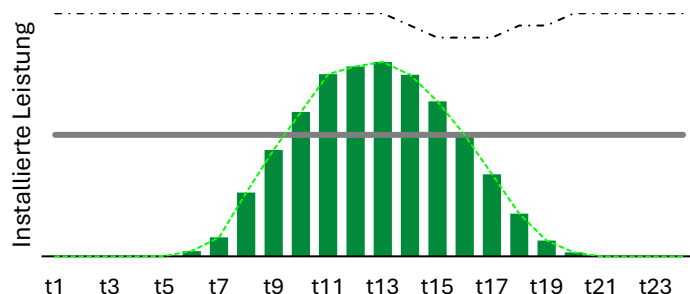
Einschränkung unterhalb der SAL



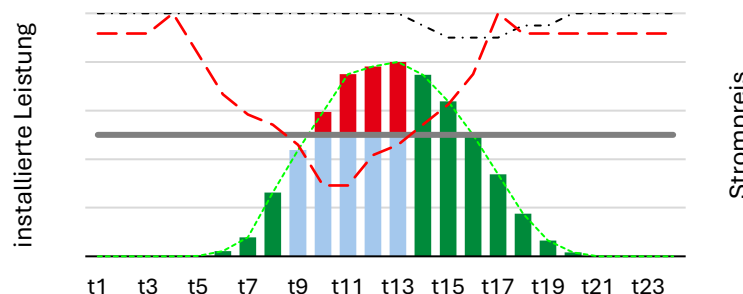
- Aus Gründen der Netzsicherheit kann es erforderlich sein, dass die Erzeugungsleistung temporär unterhalb der SAL eingeschränkt wird
- Im Gegensatz zur präventiven FCA-Vorgabe handelt es sich hier um einen kurativen Eingriff durch den Netzbetrieb.
- In diesem Fall soll der Ausfall der Einspeisung unterhalb der SAL voll kompensiert werden (Redispatch)

Ziel **Markt- und Systemdienlichkeit**: Zusätzliche Berücksichtigung nicht-positiver Marktpreise bei der Förderung der Einspeisung

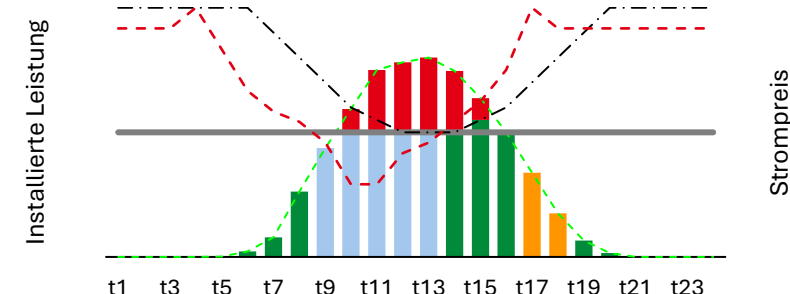
Keine Netzseitige Einschränkung...



... aber nicht-positive Preise am Strommarkt



Netz- und marktseitige Einschränkung

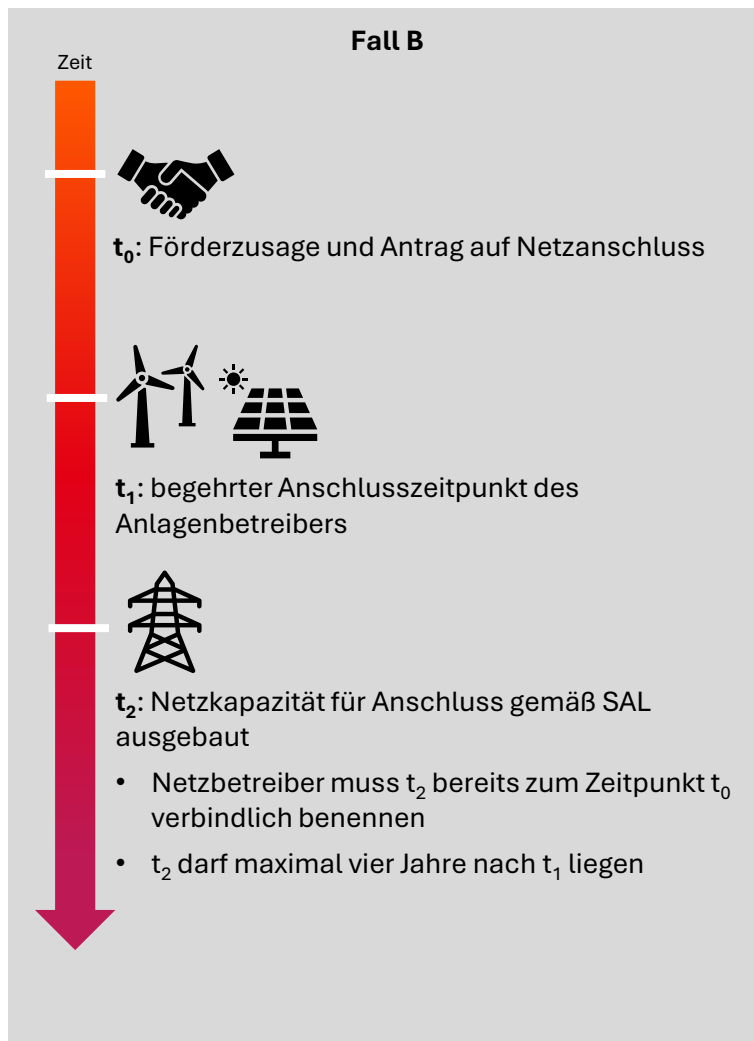


- Im oben dargestellten Fall wird die Einspeisung der EE-Anlage durch die FCA-Vorgabe nicht eingeschränkt.
- Würde man, wie oben abgebildet, nur die Netzdienlichkeit berücksichtigen, wäre eine Einschränkung der Einspeisung nicht notwendig.
- Da jedoch eine systemdienliche Einspeisung angestrebt wird, muss die Marktdienlichkeit ebenfalls gewährleistet sein.
- Eine EE-Einspeisung ist marktdienlich, solange die Strompreise positiv sind.

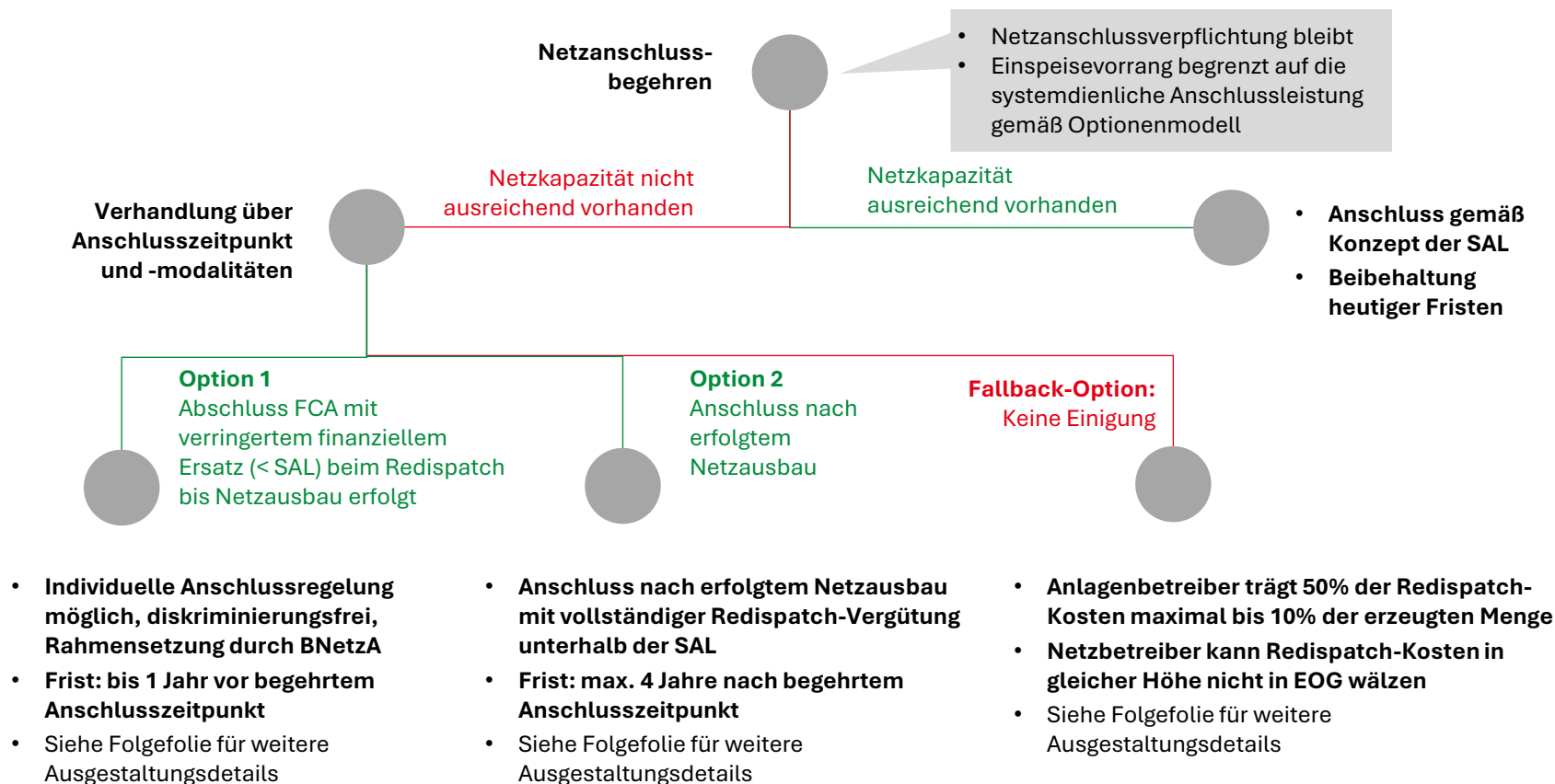
- Wird neben der Netzsituation auch der Marktpreis berücksichtigt, ergibt sich für die links dargestellte Situation (keine netzseitige Einschränkung) oben gezeigtes Bild.
- Ist der Strompreis Null oder negativ, wird die EE-Einspeisung nicht gefördert. Mengen unterhalb der SAL können nachgeholt werden, Mengen oberhalb der SAL nicht.
- Die Logik ist vergleichbar mit der aktuellen Regelung von §51 EEG, allerdings wird die Einspeisung auch nicht gefördert, wenn der Börsenpreis Null ist, da auch in diesem Fall die Einspeisung nicht systemdienlich ist / keinen Wert für den Markt hat.

- Der oben abgebildete Fall vereinigt nun alle erläuterten Ausprägungen einer systemdienlichen Einspeisung.
- Die Anlage speist ab dem Zeitpunkt t5 ein, muss dann jedoch ab t9 die Einspeisung aufgrund negativer Preise einstellen, obwohl lokal kein Netzengpass vorliegt. Die nicht-einspeisbare Menge unter der SAL ist nachholbar.
- Ab t14 werden die Preise wieder positiv und die FCA-Vorgabe des Netzbetreibers ermöglicht sogar eine geförderte Einspeisung oberhalb der SAL.
- Ab t17 findet wird die Einspeisung netzseitig aus Stabilitätsgründen unterhalb der SAL gedrosselt. In diesem Fall steht dem Anlagenbetreiber für die ausgefallene Erzeugung eine Entschädigung zu.

Zusätzlich ist eine Übergangsregel erforderlich, weil in vielen Regionen die Netzkapazität bei Antragstellung nicht ausreicht, um die SAL sofort bereitzustellen



Optionenmodell zur Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau



Handlungsoptionen für den Anlagenbetreiber

Option 1: „Übergangs-FCA“

- Netzanschluss der EE-Anlage zum Zeitpunkt t_1
- Netzbetreiber und Anlagenbetreiber schließen einen zusätzlichen FCA
- Dieser regelt die zulässige Einspeiseleistung bis zum Zeitpunkt des vollständig realisierten Netzausbaus t_2 .
- (Teil-)Begrenzung von Redispatch-Entschädigungen
- Erlaubt Netzbetreiber weiterhin Kostenwälzung innerhalb des regulatorischen Rahmens
- Kriterien und Ausgestaltung des FCA werden diskriminierungsfrei festgelegt (z.B. durch BNetzA)

Option 2: „Zeitliche Synchronisation“

- Anschluss zum Zeitpunkt t_2 ; die in §§ 36e, 37e und 39e EEG definierten Zuschlagsfristen und Fristen im BImSchG werden entsprechend verlängert.
- Die Verschiebung des Netzanschlusses führt zu einer Entkopplung von Zuschlag und Wirksamkeit, da die Anlage bis t_2 keine Erzeugungsleistung bereitstellt.
- Dadurch bindet sie trotz Zuschlags Teile der begrenzten Ausschreibungsmengen, ohne kurzfristig zum EE-Ausbau beizutragen.
- Ohne Anpassung der Mengen entsteht ein Auseinanderfallen zwischen vergebenem Zuschlagsvolumen und real einspeisender Kapazität, was die Ausbaupfade gefährdet.
- Zur Sicherstellung des wirksamen Zubaus muss die aktuelle Ausschreibungsrunde um jene Mengen erhöht werden, die erst zu t_2 einspeisen.
- Gleichzeitig sind verschobene Anlagen in künftigen Ausschreibungsrunden als vorab belegte Kapazität anzurechnen, um eine Überbelegung der Ausbaupfade zu vermeiden.

Fall-Back-Option

- Anlagenbetreiber trägt 50% der Redispatch-Kosten maximal bis 10% der erzeugten Menge
- Netzbetreiber kann Redispatch-Kosten in gleicher Höhe nicht in EOG wälzen
- Darüber hinaus erfolgt vollständige Entschädigung, Netzbetreiber kann diese dann wieder in gleicher Höhe wälzen
- Gilt bis Einigung bezüglich Option 1 oder 2 erzielt oder Netzausbau erfolgt ist

Voraussetzung für das beschriebene Modell ist, dass die Systemdienliche Anschlussleistung (SAL) als grundlegendes Prinzip eingeführt ist. § 8 EEG bleibt weiterhin für Anschlussleistungen unterhalb der SAL anwendbar. Für Netzabschnitte, die deutlich kapazitätslimitiert sind, gelten technologiebezogen besondere Regelungen.

Die Wirkungslogik des Modells besteht darin, Kooperation ökonomisch zu begünstigen. Anlagen- und Netzbetreiber erhalten einen Anreiz, sich auf eine kooperative Lösung einzulassen, da die alternative Fallback-Option zwar kalkulierbar aber deutlich unattraktiver als bilaterale Vereinbarungen ist.

Inhaltsverzeichnis

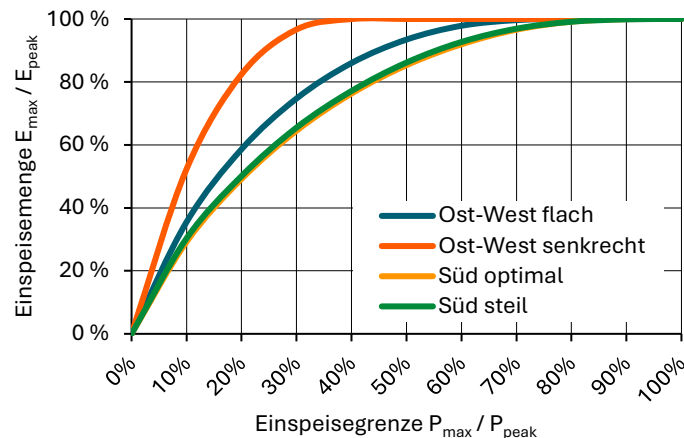
- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
 - 3.1** Refinanzierungsrahmen EEG: Förderung der systemdienlichen kWh
 - 3.2** Systemdienliche Anlagenauslegung von EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



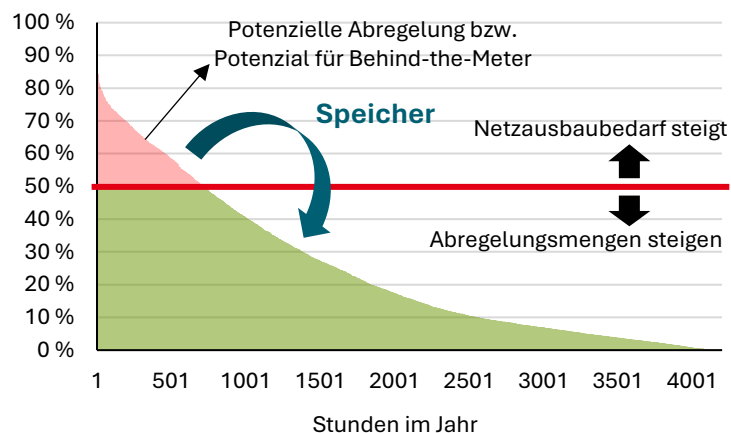
Verschiedene Studien diskutieren die Begrenzung der PV-Netzanschlussleistung von Freiflächenanlagen auf 30-50 % der installierten PV-Leistung (peak)



Effekt begrenzter PV-Einspeiseleistung



Exempl. Dauerlinie der PV-Erzeugung



Erläuterung

- Die Begrenzungen der gesicherten Anschlussleistung führt durch die Ertragscharakteristik von PV zu vergleichsweise geringen Einschränkungen im Einspeisepotenzial am Netzanschluss. Eine systemdienliche Anschlussleistung für PV-Anlagen ergibt sich aus dem Trade-Off zwischen Einsparungen beim Netzanschluss- und -ausbau (Netzdienlichkeit) gegenüber Reduktionen der Erzeugung durch Abregelung. Dabei ist der Marktwert der Erzeugung einzubeziehen (Marktdienlichkeit), der jedoch tendenziell bei hohem PV-Dargebot niedrig ist.
 - Vom Solarspitzengesetz wird eine pauschale Begrenzung der Einspeiseleistung auf **60 %** der installierten Modulleistung (peak) von kleinen PV-Anlagen festgehalten, sofern keine Mess- und Steuertechnik zur selektiven Abregelung vorliegt.
 - Ende 2024 hat der BDEW eine Begrenzung auf **50 %** der Einspeiseleistung für Anlagen <100 kW gefordert.
 - Der VKU schlägt vor, die Einspeiseleistung von neu anzuschließenden PV-Anlagen (sowohl Aufdach- als auch FFA), die nicht überbaut werden, auf **50 %** zu begrenzen. Ergänzend dazu schlägt der VKU auch vor, die EEG-Förderung nur noch für Projekte zu gewähren, die mit Überbauung oder Einspeisebegrenzung arbeiten.
 - Laut der BEE-Netzverknüpfungsstudie ist eine Begrenzung der Anschlussleistung für EE-Anlagen hinter dem Netzverknüpfungspunkt auf **40 %** (bzw. eine 250 %-ige Überbauung*) je nach Standort mit geringen EE-Überschüssen von lediglich ca. 12 % verbunden.
 - Das EWI identifiziert in seiner Studie „Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV“ für PV-Freianlagen gar eine systemisch optimale Begrenzung auf knapp **30%** der installierten Leistung (bzw. ein Überbauungsgrad von 360 %).
- Die zeitliche Verschiebung durch Batteriespeicher oder andere Behind-the-Meter Anwendungen kann Abregelung vermeiden. Dadurch verschiebt sich auch der systemdienliche Trade-Off weiter Richtung reduzierter SAL.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive erscheinen 30-50 % der installierten PV- Leistung (peak) als Niveau für eine SAL für Freiflächenanlagen systemdienlich.

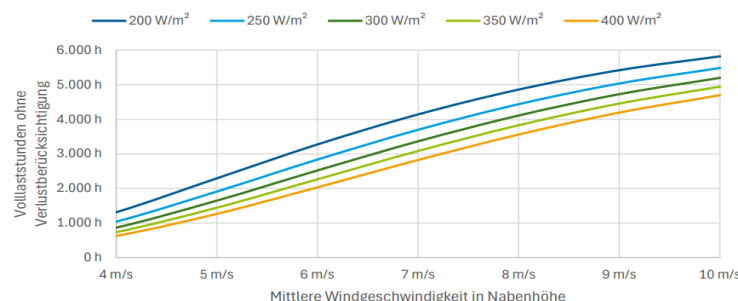
Die Einspeiseleistung kann gegenüber der Modulleistung durch die Wechselrichterauslegung oder die Auslegung des Netzanschlusses begrenzt und die zusätzlichen Erzeugungsmengen „Behind-the-Meter“ genutzt werden.

Alternativ können über BKZ bzw. FCA zusätzliche Netzanschlusskapazitäten verhandelt werden.



Die SAL für Wind an Land kann u.a. über die spezifische Flächenleistung definiert werden, um die Reduktion der Netzanschlusskapazitäten anzureizen

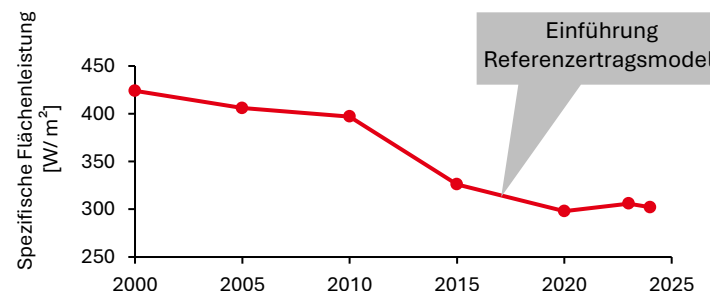
Einfluss spezifische Flächenleistung auf Volllaststunden



- Die spezifische Flächenleistung setzt die installierte Leistung einer Anlage ins Verhältnis zu Rotorfläche
- Sinkende spezifische Flächenleistungen führen zu signifikanten Steigerungen in den Volllaststunden
- Steigende Volllaststunden erhöhen die jährliche Energiebereitstellungsmenge bezogen auf die installierte Leistung, sodass geringere Anschlussleistungen am Netzanschlusspunkt eines Parks für vergleichbare Energiemengen benötigt werden

Die effizientere Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten ist über eine Reduktion der spezifischen Flächenleistung von Onshore-Anlagen möglich.

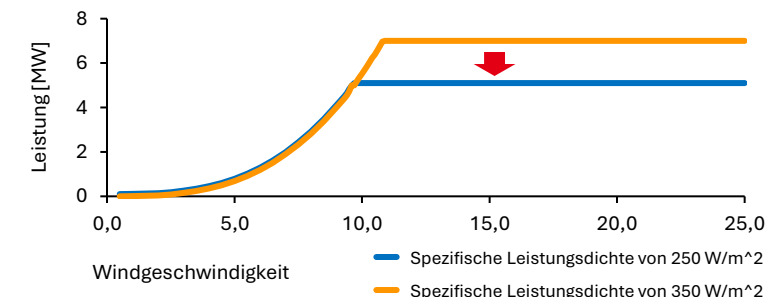
Aktueller gesetzlicher Einfluss



- Seit Einführung des Referenzertragsmodells ins EEG stagniert die spezifische Flächenleistung, nachdem sie vorher signifikant gesunken ist
- Die Logik des gegenwärtigen Referenzertragsmodells reizt einerseits einen flächendeckenden WEA-Ausbau an, führt aber tendenziell nicht zu optimalen Anlagenauslegungen (mit sinkender spezifischer Flächenleistung)

Eine Reduktion der spezifischen Flächenleistung von Onshore-Anlagen wird über das aktuelle Referenzertragsmodell nicht weiter angereizt.

SAL für Windenergieanlagen an Land



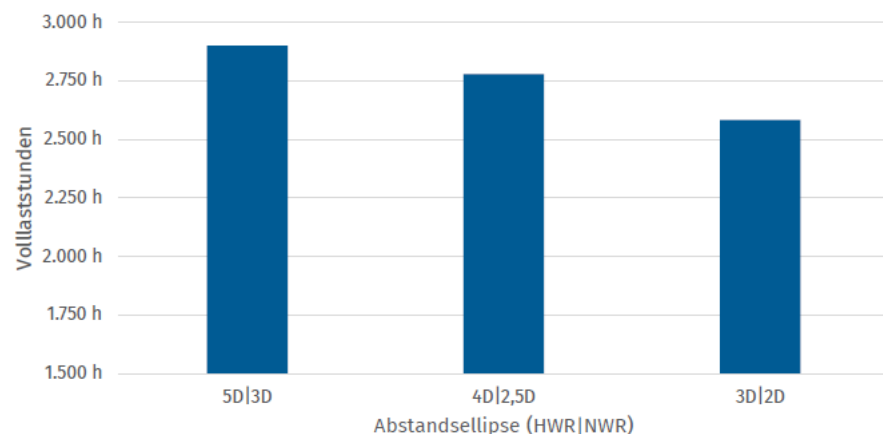
- Definition der SAL könnte in Abhängigkeit der spezifischen Flächenleistung (regional angepasst im Mittel $250 \frac{W}{m^2}$) definiert werden:
 - SAL bis zu 100% der installierten Leistung bei niedriger spez. Flächenleistung
 - Bei in der Praxis heute oft gebauten Anlagen mit hoher spezifischer Flächenleistung erfolgt Begrenzung der SAL auf die obige Bemessungsgröße (ca. 70–80 % der installierten Leistung aktueller Anlagen)

Über das SAL-Konzept wird der Ausbau von Onshore Anlagen mit geringen spezifischer Flächenleistung angereizt. Alternativ sind im Rahmen unternehmerischer Entscheidungen WEA-Anlagen mit höherer spez. Flächenleistung, aber anteilig bezogen auf die installierte Leistung kleinerer SAL möglich.

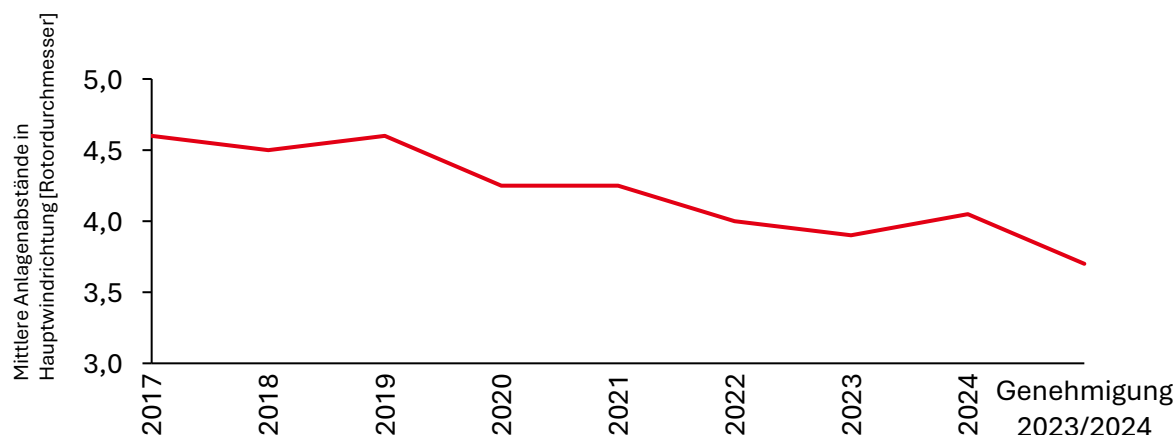


Systemdienliche Parkauslegung Wind Onshore: Abschattungen innerhalb von Windparks sollten nur noch zu einem Anteil von 10 % ausgeglichen werden

Beispielhafter Einfluss vom Parkwirkungsgrad auf Volllaststunden



Fehlanreiz: Historische Entwicklung der Anlagenabstände



Erläuterungen

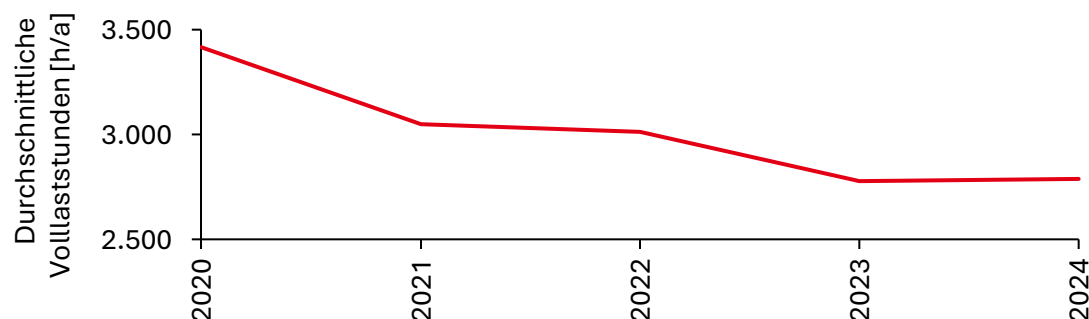
- Der Parkwirkungsgrad wird u.a. durch die Höhe der Abschattung einer Windenergieanlage durch benachbarte Anlagen bestimmt.
- Je enger Windenergieanlagen gebaut werden, umso höher sind die Verluste durch Abschattung und desto geringer ist der Parkwirkungsgrad.
- Engere Bebauungsdichten führen zu geringeren Parkwirkungsgraden und zu geringeren Vollbenutzungsstunden.
- Die Darstellung links oben zeigt beispielhaft den Zusammenhang zwischen der Bebauungsdichte und der Korrektur der realisierbaren Vollbenutzungsstunden aufgrund von Abschattungseffekten. Als Bebauungsdichten wurden Abstandsellipsen mit Verschiedenen Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung angesetzt.
- Historisch zeigt sich, dass die mittleren Anlagenabstände und damit die Parkwirkungsgrade kontinuierlich sinken, d.h. Ertragseinbußen der Einzelanlage durch engere Bebauung im Park in Kauf genommen werden.
- Das Referenzertragsmodell in seiner jetzigen Ausgestaltung reizt diese Entwicklung an: Wird der Gesamtenergieertrag eines Projektes durch engere Bebauung gesteigert, sinkt der Parkwirkungsgrad des Gesamtprojekts, da die Windverhältnisse durch die gegenseitige Abschattung der Anlagen verschlechtert werden. Die Anlagen werden mit niedrigerer Standortgüte bewertet und gemäß EEG stärker gefördert.

Für eine systemdienliche Anlagenauslegung von Windparks sollten Anpassungen im Referenzertragsmodell erfolgen, sodass Abschattungseffekte für den Standortertrag von Windparks nach Anlage 2 Nr. 7 des EEGs nur noch zu höchstens zehn Prozent des Bruttostromertrags – entsprechend einem Parkwirkungsgrad von 90 Prozent – anerkannt werden.



Über die Erhöhung von Parkwirkungsgraden sowie effizientere Nutzung von offshore Netzanbindungen steigt die Systemdienlichkeit offshore

Parkwirkungsgrade Offshore



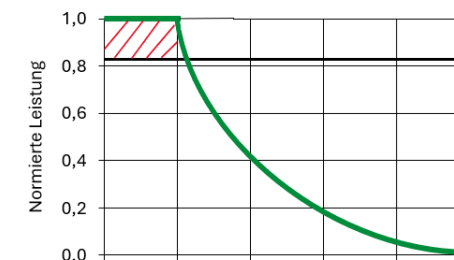
- kontinuierliches Absinken der Volllaststunden und damit Parkwirkungsgrade deutscher Offshore Anlagen seit 2020; perspektivisch ist eine Reduktion um 1.000 h/a* in der deutschen Bucht möglich
- die zunehmende Abschattung in und zwischen Windparks ist hier ursächlich
- daher sollte die Bebauungsdichte in den noch nicht vergebenen Flächen reduziert werden
- Reduktion durch die grenzüberschreitende Flächenplanung und -kooperation
- stärkere Gewichtung der tatsächlich erzielbaren standortspezifischen Energieerträge als Nennleistung bei der Flächenvergabe

Zur Erhöhung der Parkwirkungsgrade offshore ist die Reduktion der Leistungsdichte auf unter 10 MW/ km², grenzüberschreitende Flächenplanungen, sowie auf den Energieertrag ausgerichtete Flächenausweisungen nötig.

Effizientere Nutzung von Offshore Netzanbindungen

- Aufgrund von Redispatch und Abschattungseffekten sind bestehende Offshore Netzanbindungen (ONAs) gering ausgelastet und selten in Vollast. Jedoch sind ONAs mit hohen Investitionen verbunden.
- Gemäß Anlage 3 des Flächennutzungsplans 2025 des BSH gibt es die Möglichkeit Kosten im offshore Ausbau durch die Reduktion der Anzahl an ONAs durch folgende Anpassungen einzusparen:
 - Erhöhung der technischen Übertragungskapazität von ONAs
 - Eine Spitzenkappung d.h. die Reduktion des Verhältnisses der Netzanschlusskapazität im Verhältnis zur installierten Windparkleistung auf unter 100 % (z.B. 83 % vgl. Abbildung unten). Neben einer Reduktion von ONAs wäre auch eine bessere Auslastung der ONAs möglich, jedoch würden in windstarken Zeiten Energiemengen abgeregelt werden.

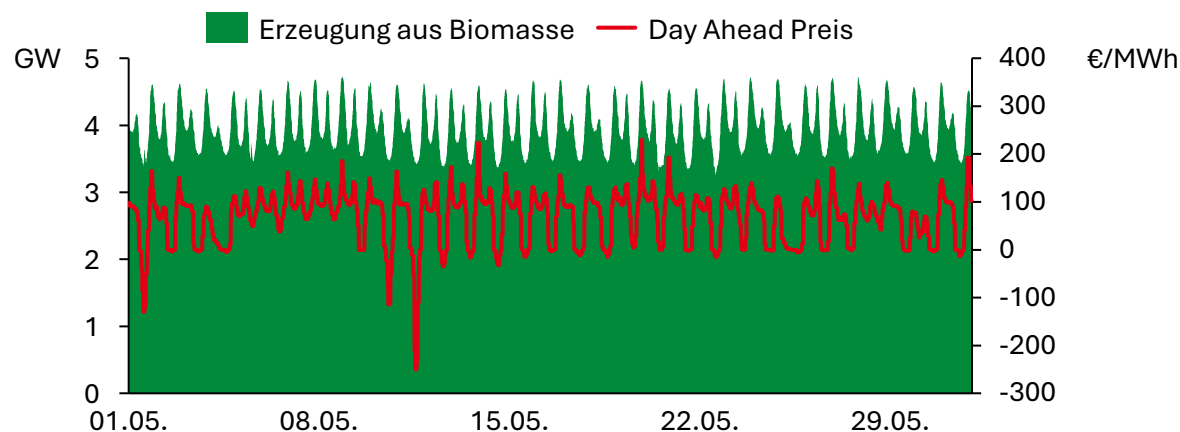
Systemdienliche Anschlussleistung Offshore Wind auf 83 %



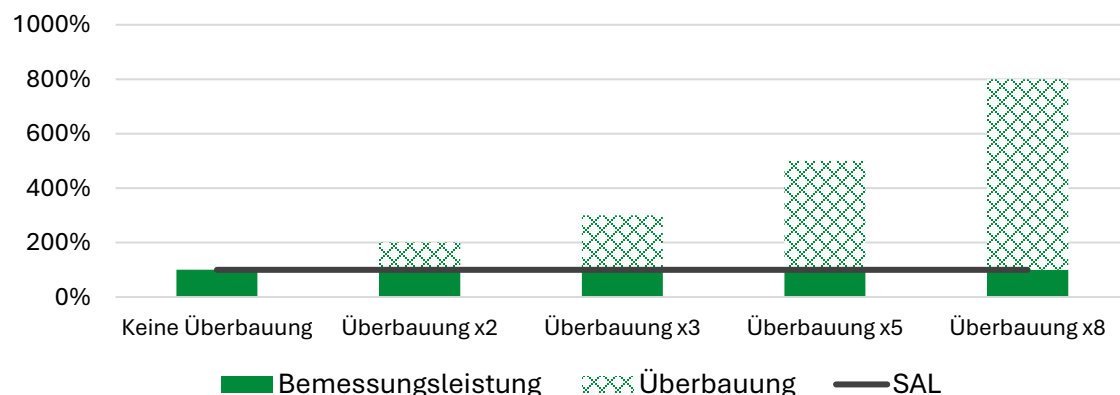
Durch die Erhöhung der technischen Übertragungskapazität von ONAs sowie einer Reduktion des Verhältnisses von Netzanschlusskapazität zu installierter Windparkleistung kann die Anzahl benötigter ONAs signifikant reduziert werden. Dies würde die Netzdienlichkeit offshore aufgrund von Kosteneinsparung und geringeren Aufwänden fördern.

Systemdienlichkeit in Auslegung und Betrieb von Biogasanlagen bedeutet einen hohen Überbauungsgrad der Bemessungsleistung und eine strommarktgeführte Betriebsweise

Stromerzeugung aus Biomasse und Strompreis im Mai 2025



Systemdienliche Auslegung Biogasanlagen



Erläuterungen

- Die Stromerzeugung aus Biomasse erfolgte bisher größtenteils als Grundlast. Nur wenige Anlagen reagieren heute flexibel auf das Strompreissignal. Im Stromsystem mit hoher EE-Durchdringung ist dieses Betriebsverhalten nicht mehr markt- und systemdienlich.
- Eine systemdienliche Anlagenauslegung bedeutet damit eine Überbauung, d.h. hier eine höhere installierte Leistung in Relation zur Bemessungsleistung (Jahresertrag / 8760 h) mit Biomassenspeicher (Biomassenspeicherkraftwerk).
- Das **Biomassepaket** (Februar 2025) hat Anreize und Anforderungen für Flexibilisierung bereits erhöht. Das EEG reizt Überbauung durch Flexibilitätsprämien für Bestandsanlagen (§ 50b EEG, 130 €/kW) und Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen (§50a EEG, jetzt 100 €/kW) an.
- Im Biomassepaket 2025 soll eine systemdienliche Anlagenauslegung durch eine Begrenzung förderfähiger Betriebsviertelstunden erreicht werden. Alternativ wurde über eine Mindestüberbauung diskutiert.
- In der Anlagenauslegung ist die systemdienliche Anschlussleistung (SAL) durch Überbauung kleiner als die installierte Leistung. Sie entspricht einer Bemessungsleistung aus der Biomasseförderung mit einer Überbauungsvorgabe. Eine Überbauung kann perspektivisch von Faktor 3 auf Faktor 5-8 anwachsen.
- Bei gegebener Netzverträglichkeit kann die Anlage damit in Situationen wie der Dunkelflaute die volle installierte Leistung einspeisen und erhält hierfür eine Förderung.

Ein markt- und systemdienliches Verhalten der Biogasanlagen soll gefördert werden. Dazu wird bereits eine starke Überbauung der Anlagen angereizt.

Im vorgeschlagenen Marktdesign entspricht die SAL damit nur einem Bruchteil der installierten Anlagenleistung, sodass Anreize bestehen, nicht zu negativen Preisen sowie zu Zeiten von Netzengpässen einzuspeisen.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
 - 4.1** Markt- und netzdienliche Preissignale
 - 4.2** Vergütung von Flexibilitäten in Kapazitätsmechanismen
 - 4.3** Flexible Stromnachfrage im Rahmen der Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
 - 4.1** Markt- und netzdienliche Preissignale
 - 4.2** Vergütung von Flexibilitäten in Kapazitätsmechanismen
 - 4.3** Flexible Stromnachfrage im Rahmen der Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Zur weiteren Integration des erneuerbaren Erzeugungsangebots muss die Nachfrageseite flexibler werden

Herausforderungen bei der Flexibilisierung der Nachfrage



Der Smart-Meter Ausbau in Deutschland verlief bislang schleppend, nimmt jedoch Fahrt auf. Smart Meter sind eine notwendige Technologie, um dynamische Stromtarife und Netzentgelte zu ermöglichen und damit nachfrageseitige Flexibilitäten anzureizen.



Die meisten Stromkunden haben fixe Stromtarife, sodass Strommarktsignale von den Verbrauchern überwiegend nicht gesehen werden. Dynamische Tarife sind zwar mittlerweile verpflichtend anzubieten, jedoch häufig versteckt oder nicht attraktiv.



In § 14a EnWG wurde eine erste Form der zeitvariablen Netzentgelte für Wärmepumpen und Elektroautos eingeführt. Dieses Konzept kann aktuell nicht auf andere Anwendungen oder Spannungsebenen übertragen werden. Dynamische Netzentgelte sind zielgerichteter, auf der anderen Seite jedoch hochkomplex.



Das sogenannte Bandlastprivileg der Industrie reizt aktuell eine unelastische, starre Nachfrage der Industrie durch Netzentgeltvergünstigungen an. Regulatorisch wird eine Nachfolgeregelung im Zuge von AgNes gesucht. Diese sollte eine Flexibilisierung nicht verhindert sondern gezielt anreizen.



Die Netzentgeltbefreiung von Speichern läuft 2029 aus. Während der Business-Case von Batteriespeichern bei vollen Netzentgelten gefährdet ist, birgt eine Netzentgeltbefreiung die Gefahr eines nicht netzdienlichen Verhaltens. Individuelle Speicherentgelte mit dynamischer Komponente werden zurzeit in AgNes diskutiert.

Erläuterung

- Im Rahmen der Energiewende wandelt sich das Energiesystem weg von einem Flexibilitätsbedarf auf der Erzeugungsseite als Reaktion auf Nachfrageschwankungen hin zu einem System, das Flexibilität auf der Nachfrageseite benötigt, um die dargebotsabhängige EE-Erzeugung zu integrieren
- Verschiedene Herausforderungen hemmen aktuell eine Flexibilisierung der Nachfrage, obwohl die volatilen Großhandelspreise aktuell einen starken Flexibilitätsbedarf anzeigen. Dazu zählt neben dem schleppenden Smart-Meter Roll-Out die Nutzung von dynamischen Tarifen.
- Netzseitig reizt die aktuelle Netzentgeltsystematik kaum die Flexibilität und Netzdienlichkeit von Haushalten und Industrie an. Auch Speicher, die aktuell von den Netzentgelten befreit sind, haben aktuell kaum einen Anreiz, sich netzdienlich zu verhalten.
- Im Rahmen des AgNes-Prozesses entwickelt die BNetzA aktuell die zukünftige allgemeine Netzentgeltsystematik.

Das zukünftige Strommarktdesign muss eine Flexibilisierung der Nachfrage durch eine möglichst unverfälschte Weitergabe von Markt- und Netzbedarfen an die Anwender anreizen.

Zum Anreizen eines markt- und netzdienlichen Verhaltens sollen Verbraucher verstärkt zeitvariablen bis dynamischen Preissignalen ausgesetzt werden



Markt: Variable / Dynamische Stromtarifkomponente

Verbraucher sollen durch die breite Nutzung zeitvariabler und innovativer Tarifmodelle dazu motiviert werden, ihren **Stromverbrauch flexibel** an Zeiten mit niedrigen Preisen anzupassen, um so **Kosten zu sparen**.

Auf dem Strommarkt führt dies zur Verschiebung der Last in Zeiten eines hohen EE-Dargebots mit einem preisglättenden Effekt auf den Strompreis und einem Anstieg der Marktwerte der erneuerbaren Energien.

Folgende Voraussetzungen gilt es hierbei zu schaffen

- Technische Infrastruktur, einschließlich Smart Meter und intelligenter Energiemanagementsysteme notwendig (**Implementierungsaufwand**)
- Breite Nutzung durch umfassendes Angebot und Attraktivität von dynamischen Tarifen
- Einbindung der Flexibilitäten von PV-Heimspeicher und bidirektionalem Laden

Eine Teilung der deutschen Gebotszone und damit räumlich differenzierte Marktpreissignale sind politisch aktuell nicht im diskutierten Lösungsraum und werden daher im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.



Netz: Zeitvariable / Dynamische Netzentgeltkomponente

Anpassung des Netzentgeltsystems, sodass Netzentgelte **zeitlich und regional differenzierter** werden, damit ein Anreiz geschaffen wird, den Verbrauch in Zeiten oder Orte **geringerer Netzbelastung** zu verlagern. Solche Anpassungen der Netzentgeltsystematik werden aktuell im AgNes-Prozess diskutiert.

Dies führt zu einer effizienteren Netznutzung und geringeren Netzausbaukosten. Die Strompreiskomponente und Netzentgeltkomponente sind häufig gleichgerichtet, müssen dies aufgrund lokaler Gegebenheiten nicht zwingend sein.

Folgende Anpassungen der bestehenden Netzentgeltsystematik werden vorgeschlagen:

- Kurzfristig umsetzbar erscheint insbesondere in den niedrigen Spannungsebenen die Ausweitung zeitvariabler Netzentgelte analog zu §14a EnWG auch für andere Anwendungen und Spannungsebenen, bevor dynamische Netzentgelte zielgerichteter anreize setzen können.
- Reformierung individueller Netzentgelte für die Industrie, um deren Flexibilität anzureizen und keine Inflexibilität zu fördern (Bandlastprivileg)
- Nachfolgeregelungen für die Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern und Elektrolyseuren, die ein netzdienliches Verhalten anreizen

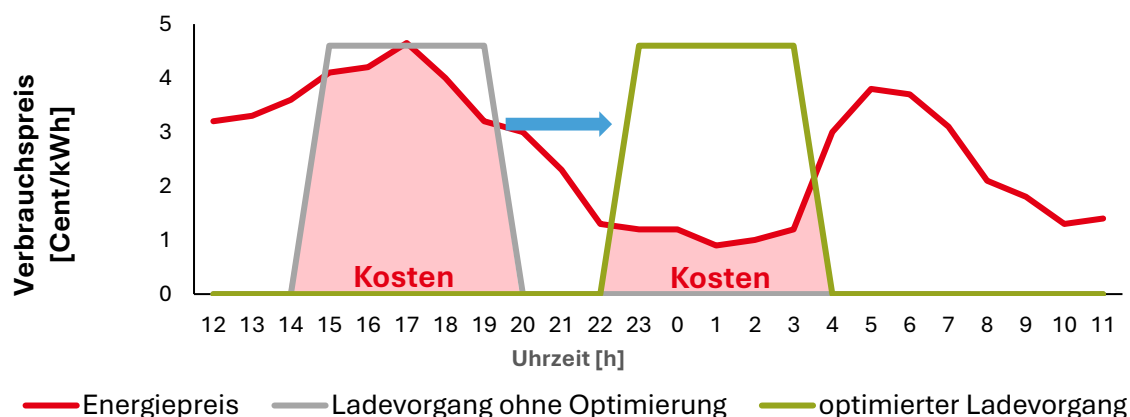
Dynamische Tarife können bei vorhandenem Flexibilitätspotenzial von Stromanwendungen ein marktorientiertes Verhalten anreizen



Dynamische Tarife

- **Status Quo:** Überwiegend feste Stromtarife mit festem Grund- und Arbeitspreis. Seit 01.01.2025: Pflicht zur dynamischen Tarifanbietung für Kunden mit Smart Meter
- Durch dynamische Stromtarife können Endkunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Spotmarkt vorgegebene Strompreisvolatilitäten ausnutzen, um Kosten zu sparen. Dies wird mithilfe von Lastverschiebungen realisiert.
- Verschiebbarer Prozesse ohne große Komforteinbußen stellen insbesondere das Laden von Elektroautos (z.B. über Nacht), Wärmepumpen (mit Wärmespeicher oder Wärmespeicherung in Gebäudehülle) oder PV-Heimspeicher dar
- Grundlage für dynamische Strompreise sind die realen Verbrauchsdaten und die stündlichen Börsenstrompreise. Voraussetzung ist ein intelligentes Messsystem (Smart Meter), welches für die viertelstündliche Verbrauchsdatenerfassung notwendig ist.

Lastverschiebung durch dynamische Tarife: Bsp. Ladevorgang E-Mob



Aktuelle Hemmnisse

- Aufgrund der Verpflichtung ab 01.01.2025, geringe regulatorische Hemmnisse: GNDew zur Beschleunigung & Entbürokratisierung und Monitoring dynamische Tarife
- Fortschritt Smart-Meter Roll-out
- Hoher Implementierungsaufwand bei Messtellenbetreiber und Lieferanten für IT und Prozesse
- Wenige flexibilisierbare Anwendungen im System (E-PKW, Wärmepumpe, Heimspeicher)
- Fehlende technische Standards bzgl. Energiemanagement, mangelnde Interoperabilität zwischen HEMS und Anlagen
- Risiko hoher/volatiler Strompreise, insb. bei Eigen-PV
- Geringe Angebotsvielfalt und Attraktivität sowie mögliche Komfortverluste

Lösungsskizzen

- Netzbetreiber/Messstellenbetreiber müssen verstärkte Anreize für mehr Geschwindigkeit beim Smart-Meter Roll-Out erhalten
- Smart-Meter Ausbau schreitet aber grundsätzlich voran, viele Fragestellungen sind jetzt gelöst und es kommt jetzt ins Rollen
- Der Endkundenmarkt muss das Angebot durch attraktive dynamische Tarife sowie verbindliche Standards in der Kommunikation erweitern.
- Mehr Anbieter zur flexiblen Vermarktung von Flexibilitäten erhöhen Wettbewerb und Sichtbarkeit von Erlöspotenzialen.
- Flexibilität der Verbraucher muss vorhanden sein, damit sich Tarife lohnen.
- Abbau von Hemmnissen für PV-Heimspeicher und bidirektionales Laden. Erste Schritte mit Netzentgeltbefreiung im Nov 2025 sowie angekündigter Pauschaloption für kombinierten Grün- und Graustrombetrieb mit Umlagesaldierung (MiSpeL) in Umsetzung.

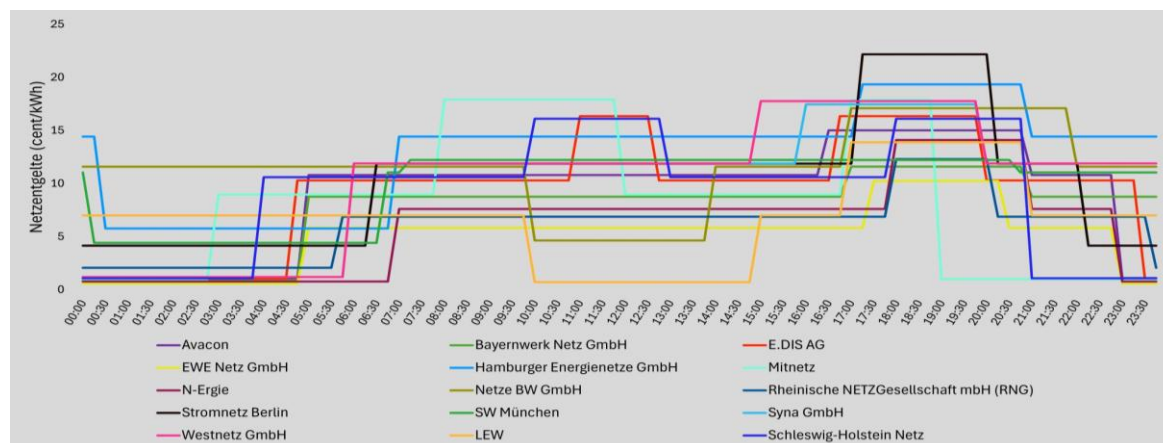


Dynamische Netzentgelte können Flexibilitätspotenziale, teils mit größerem preislichem Hebel weiter anreizen

Dynamische Tarife

- **Status Quo:** SLP-Kunden mit Grundpreis/Leistungspreis) + Nutzung (Arbeitspreis); RLM-Kunden mit Leistungs-/Arbeitspreismodell für Nutzung der Netzinfrastruktur.
- **Seit 01.04.2025:** VNB sind verpflichtet Standardtarif (ST), Niedriglasttarif (NT) und Hochlasttarif (HAT) für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG anzubieten (Modul 3) (nicht für RLM-Kunden)
- Zeitvariable Netzentgelte mit drei vorher festgelegten Preisstufen; Preisfenster werden mit langem Vorlauf und für längeren Zeitraum (z.B. 1 Jahr) in einem Netzgebiet definiert
 - Die NT-Fenster lagen zu Beginn ihrer Einführung 2025 überwiegend in der Nacht.
 - Der Spread liegt im Bereich von 10 bis 18 Cent/kWh (Stand 2025)

§14a Modul 3 – Ausgestaltung der TOP 15 VNB



Aktuelle Hemmnisse

- Fehlende Digitalisierung, Smart-Meter-Rollout und technische Steuereinrichtungen
- Zeitvariable Netzentgelte nicht anwendbar, wenn Daten der Netzbelastung nicht vorliegen oder sich Netzbelastung schlecht kalendarisch beschreiben lässt
- Redispatch-Prozesse existieren derzeit nicht für Lasten und sind in der heutigen Form nicht für Anlagen in der Niederspannung geeignet
- Auslaufende Netzentgeltsystematik ohne flächendeckende dynamische Anreize
- Bei dynamischen Netzentgelten extremer Mehraufwand bei VNB und Kunden
- Zeitvariable Tarife im Rahmen des §14a eingeführt, nicht anwendbar auf andere Spannungsebenen
- Möglicherweise Komfortverluste

Lösungsskizzen

- AgNes-Prozess: Dynamische Netzentgelte mit Anreizfunktion ergänzend zu statischen Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion müssen praxistauglich und pragmatisch ausgestaltet sein. Kurzfristig erscheinen zeitvariable Netzentgelte als existierende Maßnahme für ein systemdienliches Verhalten ausreichend und umsetzbar.
- Bedarf zur weiteren Digitalisierung der Netzbetreiberprozesse, von Netzplanung und -betrieb, Abrechnung bis zur Entgeltkalkulation.
- Das Redispatchregime für Anlagen ab der Mittelspannung (Erzeuger RD 2.0; Lasten RD 3.0) ist weiterzuentwickeln. Für die NS-Ebene braucht es dagegen einfachere und massentaugliche präventiv-netzdienliche Instrumente, bspw. positive und negative Leistungshüllkurven, die steuerbare Erzeugung und Verbrauch zeitlich begrenzen.
- Sollten Preissignale für netzdienliche Anreize nicht ausreichen, sollten Netzbetreiber über Abregelung die letzte Entscheidungsgewalt über den Einsatz von Anlagen behalten.



Auch Sondernetzentgelte für die Industrie müssen systemdienliche Anreize für Flexibilisierung setzen

Hemmnisse für die Flexibilisierung der Industrie

- Die Industrie erhält heute vergünstigte Netzentgelte. Diese Regelungen laufen jedoch spätestens 2029 aus.
- **§19 Abs. 2 S.1 Atypische Netznutzung**
 - Netzentgeltreduzierung, wenn individuelle JHL erheblich außerhalb der Netz-JHL
 - Atypik grundsätzlich noch aktuell, Effektivität fester Zeitfenster sinkt durch volatile EE-Erzeugung
- **§19 Abs. 2 S. 2-4: Stromintensive Nutzung**
 - Bandlastprivileg: Netzentgeltreduzierung bei gleichmäßiger Grundlast (7000h- Regel)
 - Grundlastprofil erreicht niedrige Korrelation mit dezentraler, zunehmend volatiler Erzeugung
 - Fehlanreize zu Bandlastverhalten
- Großindustrie sieht Flexibilitätspotenziale limitiert und befürchtet hohe produktionsbedingte und netzentgeltbezogene Zusatzkosten.
- Die nötigen Maßnahmen und Kosten für den Ausbau der Flexibilisierungsprozessen müssen durch die Einsparpotenziale amortisiert werden und gleichzeitig Zusatzkosten der Strompreise für nicht-flexibilisierbare Prozesse im globalen Vergleich wettbewerbsfähig bleiben. Die BNetzA sieht die Funktion von Industriesubventionen zukünftig nicht mehr in der Netzentgeltsystematik.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik um das Bandlastprivileg reizen ein nicht-systemdienliches Bandlastverhalten an. Ein neues Strommarktdesign sollte neue Anreize für mehr Flexibilität und damit ein systemdienliches Verhalten der Industrie setzen.

Lösungsoptionen (AgNes)

Die BNetzA diskutiert zurzeit drei Optionen als Bedingungen für Industrie-Sonderentgelte:

1. Spotmarktorientierte Flexibilitätssanreize

- Sonderentgelte für Industriekunden, die in Zeiten besonders niedriger Preise ihre Abnahme erhöhen und besonders hoher Strompreise verringern
- Anreiz zur Marktdienlichkeit, nicht Netzdienlichkeit

2. Netzdienliche Flexibilisierung

- Sonderentgelte für Industriekunden, die in Zeiten von durch den Netzbetreiber definierten Zeitfenstern entsprechend netzdienliche Verhalten (Zeitfenster analog zu zeitvariablen oder dynamische Netzentgelten)
- Anreiz zur Netzdienlichkeit

3. Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätssanreizes durch Netzbetreiber

- Sonderentgelte für Industriekunden, die dem Netzbetreiber die Möglichkeit zur Beschränkung von hohen oder zur Erhöhung von niedrigen Bezugslasten einräumt
- Betriebseingriffe für Netzdienlichkeit

Flankierende Maßnahmen:

- Industriestrompreis, der Wettbewerbsfähigkeit auch der nicht-flexibilisierbaren Industrie sichert – außerhalb der Netzentgeltsystematik

Die Voraussetzung für Sonderentgelte für die Industrie sollte wie von der BNetzA vorgeschlagen zukünftig an ein systemdienliches Verhalten gekoppelt werden. Dieses sollte über den Börsenstrompreis marktdienlich als auch über Netzbetreibervorgaben netzdienlich definierbar sein.



Auch eine Nachfolgeregelung für die Netzentgeltbefreiung von Speichern wie Großbatteriespeicher und Elektrolyseure sollte netzdienliches Verhalten anreizen

Status Quo: Netzentgeltbefreiung von Speichern

- Eine Übergangsregelung ermöglicht aktuell eine Netzentgeltbefreiung (für den Bezug) für 20 Jahre für Speicher, die vor dem **04.08.2029** in Betrieb genommen wurden (§ 118 Abs. 6 EnWG). Von der Befreiung profitieren aktuell u.a. Großbatteriespeicher und Elektrolyseure.
- Aktuell laufen Diskussionen über zukünftige Regelungen im AgNes-Prozess der BNetzA, bei der auch über die rückwirkende Änderung der aktuellen Befreiung diskutiert wird.
- Die Unsicherheit bezüglich einer Nachfolgeregelung hemmen bereits neue Projekte, die nach dem Stichtag der Übergangsregelung in Betrieb gehen. Das Gedankenspiel der BNetzA, gemäß ihrer Befugnis, insbesondere den zeitlichen Anwendungsbereich der Netzentgeltbefreiung zu ändern (Rückwirkung), erhöht diese Unsicherheit. Ein merklicher Einbruch von BESS Investitionen droht aufgrund fehlender Planungssicherheit und möglicher Überlagerung mit den Auswirkungen von FCA.
- Ein rein marktorientierter Betrieb von Batteriespeichern und Elektrolyseuren auf den Spot- und Regelleistungsmärkten kann insbesondere lokal zu einer Erhöhung von Netzengpässen führen, da globale marktliche Preissignale sich von den lokalen Anforderungen unterscheiden können. Ein netzbelastender Betrieb von Speichern kann damit nicht ausgeschlossen werden, wenngleich diese ebenso in einigen Betriebssituationen netzdienlich wirken.
- Die Annahme eines netzbelastenden Betriebs kann zu **Verzögerungen/ Ablehnungen** von Netzanschlussanfragen führen und den Ausbau von Speichern verlangsamen.

Speicher sind aktuell von Netzentgelten befreit, ohne in der Praxis zu jeder Zeit ein netzdienliches Verhalten aufzuweisen. Eine bedingungslose Netzentgeltbefreiung sollte zukünftig nicht mehr gewährt werden, sondern diese entweder an Bedingungen der Netzdienlichkeit geknüpft werden oder durch dynamische Netzentgelte ein entsprechendes Verhalten angereizt werden.

Lösungsoptionen

Beschränkungen / Vorgaben für einen netzneutralen/-dienlichen Betrieb

- Unter Beschränkung des Betriebs von Speichern können Speicher netzneutral betrieben werden. Dies können Vereinbarungen sein, dass die Batterie keinen Bezug zur Spitzenlastzeit hat (und vice versa für Erzeugung) geben soll, kann die Batterie als **netzneutral** betrachtet werden.
- Flexible Netzanschlussverträge mit statischen oder dynamischen Beschränkungen sind bereits Teil des EnWG und gilt es umfassend, aber zielgenau anzuwenden, um die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher nicht unnötig zu beschneiden.
- Unter weitreichenderen Vorgaben einer Betriebsweise, bspw. Einspeisen zur PV-Spitze, können Speicher dauerhaft **netzdienlich** sein und eine starke Reduktion bis Befreiung von Netzentgelten ist denkbar.

Anreize für einen netzdienlichen Betrieb

- Erhebung von Netzentgelten für Batteriespeicher, zumindest in netzwirksamen Situationen, können Speicher zu einem netzneutralen oder netzdienlichen Betrieb angereizt werden. In AgNes werden hier dynamische Netzentgelte für Speicher vorgeschlagen, die bei netzdienlichem Betrieb sogar negativ werden können.
- Planungssicherheit bezüglich der Netzentgeltsystematik für Projektierer auch in der potenziellen Höhe kann einen Einbruch beim Speicherausbau verhindern.

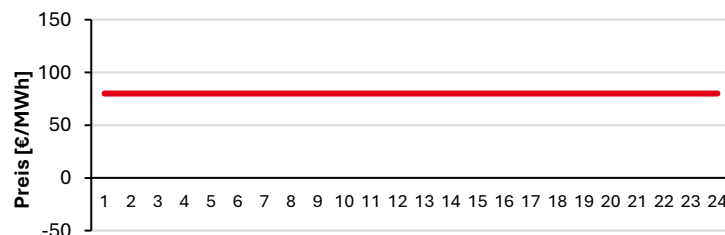
Eine Nachfolgeregelung für die Netzentgeltbefreiung von Speichern wie Großbatteriespeicher und Elektrolyseure sollte netzdienliches Verhalten anreizen oder vorgeben.

Planungssicherheit für Projektierer zum Thema Netzentgelte für Speicher ist schnell notwendig, um einen Einbruch beim Speicherausbau zu verhindern.

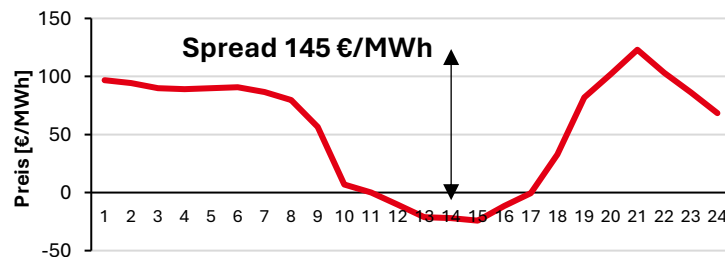
Markt- und Netzpreissignal können gemeinsam Flexibilitätsanreize für ein systemdienliches Verhalten verstärken

Stromhandelspreis

Festpreis Tarif



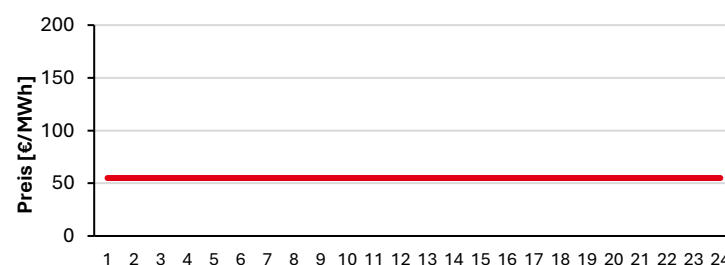
Dynamischer Tarif



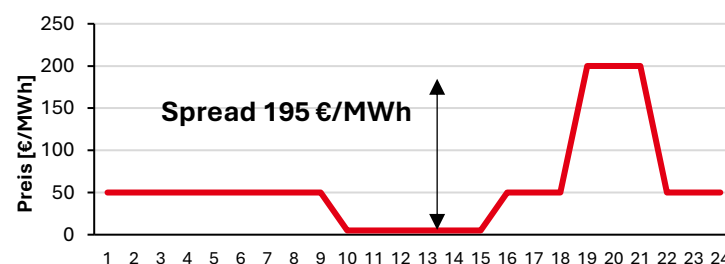
Neben den heutigen stark verbreiteten fixen Tarifen können zukünftig dynamische Tarife einen Anreiz zum marktdienlichen Lastverhalten geben. Dadurch können Strompreise geglättet und Marktwerte von erneuerbaren erhöht werden.

Netzentgelt

Starre Netzentgelte



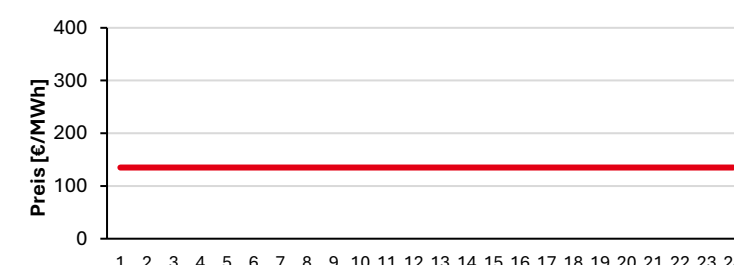
Zeitvariable/dynamische Netzentgelte



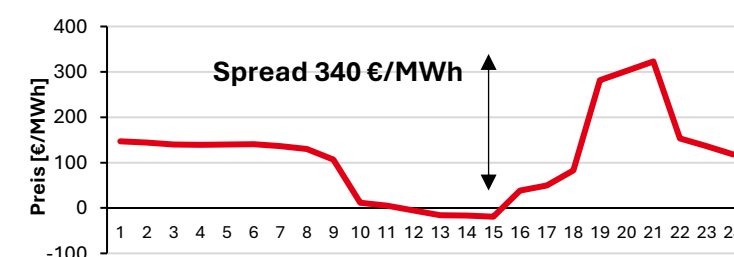
Während Netzentgelte heute überwiegend starr sind, können zeitvariable oder dynamische Netzentgelte zukünftig auch die Netzsituation in einem Preis abbilden und so netzdienliches Verhalten anreizen.

Preissignal für Verbraucher

Kein systemdienliches Preissignal



Systemdienliches Preissignal



Die Preissignale aus Markt und Netz superponieren sich damit für den Verbraucher und bilden gemeinsam einen Anreiz zum systemdienlichen Verhalten. So kann ein verstärkter Anreiz zur Investition in Flexibilisierung sowie operativen Flexibilität gesetzt werden.

Flexibilitätsanreize für die Nachfrage sind ein entscheidendes Marktdesignelement um erneuerbare Energien ins System zu integrieren und ihren Marktwert zu erhöhen



Fazit

Dynamische Tarife

- Dynamische Tarife können das primäre Instrument sein, um marktseitig Flexibilitätspotenziale zu heben
- Dynamische Tarife sind bereits heute Realität, jedoch aktuell noch mit geringer Durchdringung aufgrund des in der Vergangenheit verschlafenen Smart-Meter Ausbaus und der geringen Vielfalt und Attraktivität in der Tariflandschaft

Zeitvariable und dynamische Netzentgelte

- Zeitvariable Netzentgelte können kurzfristig neben dynamischen Tarifen einen zusätzlichen Hebel für systemdienliches Verhalten darstellen. Mit §14a Modul 3 gibt es erste Ansätze, die jedoch anwendungs- und spannungsebenenübergreifend anzuwenden und mittel- bis langfristig Richtung dynamische Netzentgelte (wie in AgNes diskutiert) weiterzuentwickeln sind.
- Das Bandlastprivileg der Industrie bei den Netzentgelten abzuschaffen ist durch die veränderte System- und Netzbelastung folgerichtig. Dadurch werden Anreize für systemundienliches Verhalten abgeschafft. In AgNes diskutierte Sonderentgelte für system- und netzdienliches Verhalten für die Industrie sind sinnvoll, um die Flexibilitätspotenziale der Industrie zu mobilisieren. Die Subventionierung der energieintensiven und in großen Teilen unflexiblen Industrie sollte über einen anderen Mechanismus als die Netzentgelte erfolgen (durch BMW, nicht BNetzA)
- Gesonderte Entgelte für Großbatterien und Elektrolyseure mit teilw. Dynamischen Charakter sollen Netzdienlichkeit anreizen. Im Falle von Betriebseinschränkungen, die netzbelastendes Verhalten ausschließen, können Entgelte reduziert werden/entfallen.
- Als Fallback Option muss der Netzbetreiber regelnd eingreifen, falls Preissignale nicht ausreichend sind, um sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Zum Heben nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale können das strommarktbasierte Instrument der dynamischen Tarife weiterentwickelt und durch eine Digitalisierung der Energiewende vorangetrieben werden.

Spannungsebenenübergreifende zeitvariable und perspektivisch dynamische Netzentgelte (wie zurzeit in AgNes diskutiert) können zusätzliche lokale, netzorientierte Flexibilitätsanreize zur Flexibilisierung setzen.

Dynamische Tarife und Netzentgelte gemeinsam ermöglichen systemdienliche Marktsignale, die sich häufig verstärken, aber auch aufheben können. Redispatch durch Netzbetreiber sollte stets die Fallback Option sein.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
 - 4.1** Markt- und netzdienliche Preissignale
 - 4.2** Vergütung von Flexibilitäten in Kapazitätsmechanismen
 - 4.3** Flexible Stromnachfrage im Rahmen der Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit stärkt die EU die Rolle von Kapazitätsmechanismen, die neben Back-Up Kapazitäten auch Flexibilitäten fördern

Herausforderungen bei der Schaffung eines Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten



Bedarf an **Back-up Kapazitäten** zur Absicherung variabler Stromerzeugung

- Kurzfristige Flexibilität: Untertägig
- Langfristige Flexibilität: Tage- und Wochen (Dunkelflaute)

Der Bedarf bis 2030/2035 wird in verschiedenen Studien in der Bandbreite von ca. 10 – 20 GW geschätzt.



Investitionsattentismus: Aktuelles Marktumfeld gilt als nicht ausreichend für Investitionen in flexible Kraftwerke (einschließlich Bioenergie, KWK-Anlagen)

- Missing-Money: Geringe Einsatzzeiten und Margen im Energy-Only-Markt
- Politischen Interventionen in Preisbildung in der Vergangenheit



Fehlende Fristenkongruenz: Absicherungsprodukte werden nur wenige Jahre liquide gehandelt, kapitalintensive steuerbare Kapazitäten mit Refinanzierungshorizonten bis zu 15 Jahren



Marktentwicklungsrisiko: Hohe Unsicherheit in der Entwicklung von Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen sowie Flexibilitäten birgt Gefahr der Überdimensionierung
→ „**Energiewendekompatibilität**“ notwendig



Gefahr der **Diskriminierung von dezentralen Flexibilitäten** in klassischen Kapazitätsmärkten aufgrund komplexer / risikoaverser Präqualifizierung. Anforderung der Ausgestaltung technologieneutraler Kapazitätsmechanismen und Einbindung nicht-fossiler Flexibilitäten



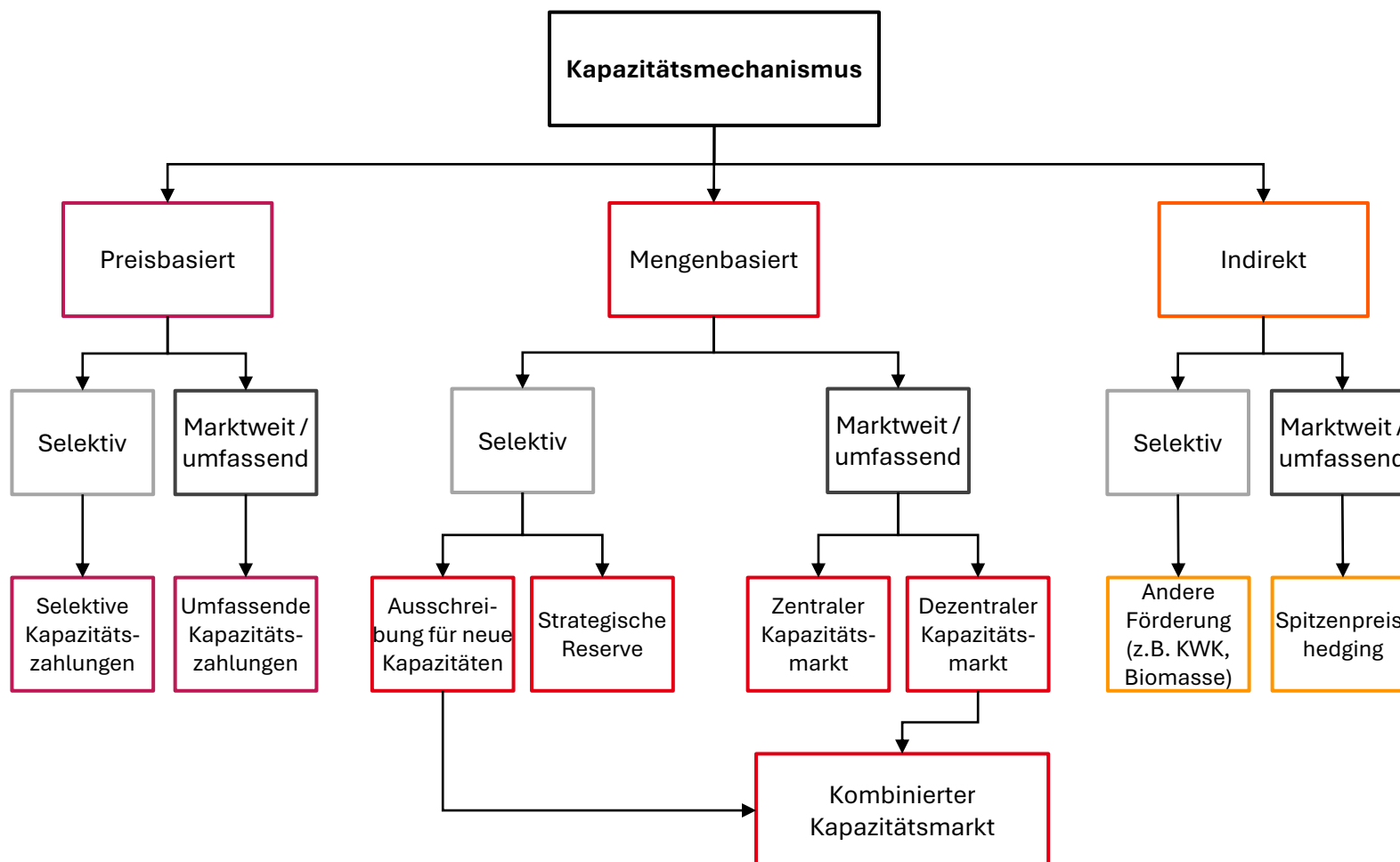
Umsetzung der **EU-Beihilfe-Leitlinien** erfordert Emissionsgrenzwerte, Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff und Claw-Back-Mechanismus (Rückzahlung bei Überförderung)

Regulatorischer Hintergrund

- Maßnahmen sind erforderlich, wenn nach einer Versorgungssicherheitsbewertung Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit bestehen.
- Die EU Verordnung zur Verbesserung des Marktdesigns von 2024 **stärkt die Rolle von Kapazitätsmechanismen** in EU, indem Kapazitätsmechanismen nicht mehr nur als letztes Mittel, sondern als allgemein anerkannte Maßnahme für die Versorgungssicherheit gelten.
- Kapazitätsmechanismen werden **vorübergehend für 10 Jahre** genehmigt und ihre Notwendigkeit muss regelmäßig überprüft werden.
- Erzeugungskapazitäten müssen nach EU-Vorgaben eine **Emissionsgrenze** von 550 g CO₂ pro kWh Strom haben, um teilnehmen zu können.
- Bestehende und neue Kapazitätsmechanismen müssen ein Konzept zur Förderung der Teilnahme von nicht-fossiler Flexibilität, wie z.B. Demand Side Response und Energiespeicherung, berücksichtigen.
- Ein Kapazitätsmechanismus soll damit unterstützen, die neuen **Ziele für nicht-fossile Flexibilität** zu erreichen.

In Europa werden verschiedene Formen von Kapazitätsmärkten angewendet, der Trend geht hin zum zentralen Kapazitätsmarkt

Kategorien von Kapazitätsmechanismen

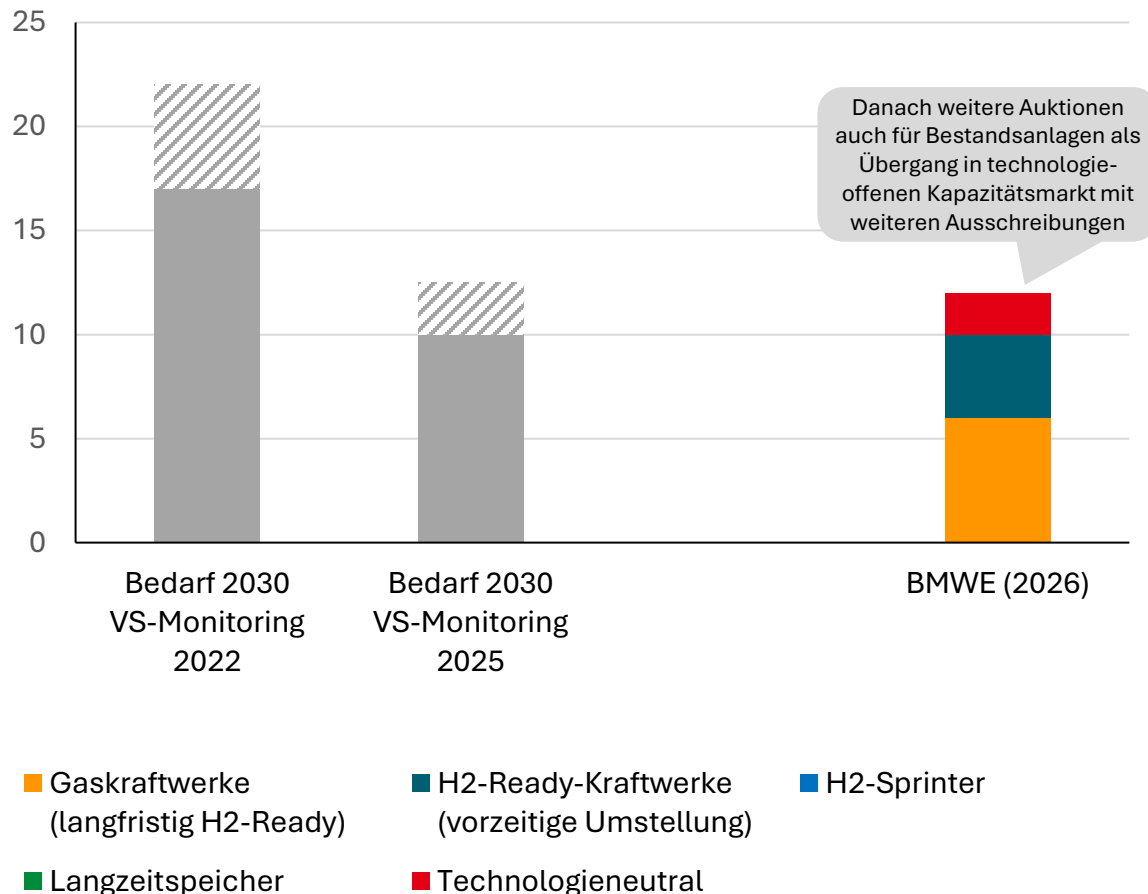


Umsetzung in Europa

- **Kapazitätsmechanismen** lassen sich nach der Steuergröße Preis (€/MW), Menge (MW) oder indirekte Steuerungen (z.B. €/MWh) unterteilen. Diese können selektiv bestimmte oder umfassend alle Technologien angewendet werden.
- **Preisbasierte Mechanismen** finden aktuell in Spanien, Portugal oder Griechenland Anwendung. Die Bereitstellung von Kapazitäten wird hier pauschal über eine Kapazitätzahlung vergütet.
- In Deutschland, der Schweiz und Skandinavien werden aktuell **strategische Reserven** angewendet, in denen Kraftwerke als Back-Up Kapazitäten vorgehalten werden.
- In Deutschland wird aktuell im Rahmen der **Kraftwerksstrategie** die **selektive Ausschreibung** von neuen Gaskraftwerkskapazitäten diskutiert. Zudem sind selektive Ausschreibungen u.a. für H2-Ready-Kraftwerke im Gespräch.
- Frankreich nutzt zurzeit einen **dezentralen Kapazitätsmarkt**.
- In Großbritannien, Polen, Italien und Belgien werden **zentrale Kapazitätsmärkte** angewendet. In Frankreich, Schweden, Finnland oder Griechenland wird die Einführung diskutiert.
- In Deutschland stehen für die Zukunft verschiedene Kapazitätsmechanismen zur Diskussion.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird seit Jahren eine Kraftwerksstrategie geplant, die kurzfristig mehr als 10 GW Gaskraftwerke vorsieht

Vergleich der Kraftwerksstrategien für Neubauten bis 2030 / 2031



Erläuterung

- Im Januar 2026 gab es eine Grundsatzvereinbarung für eine neue Kraftwerksstrategie
 - 10 GW Gaskraftwerke (langfristig H2-Ready), wobei Auktionen für insgesamt 4 GW für eine vorzeitige Umstellung auf Wasserstoff bis 2040 bzw. 2043 durchgeführt werden sollen.
 - 2 GW technologieneutrale Kapazitäten ohne Langzeitbedingungen ausgeschrieben.
 - Weitere Auktionen auch für Bestandsanlage folgen als Übergang in technologieneutralen Kapazitätsmarkt. Aktuell wird vor allem ein zentraler Kapazitätsmarkt diskutiert.
- Das Versorgungssicherheitsmonitoring kam 2022 auf einen Zubaubedarf von 17-22 GW. Bis 2030 sieht das aktuelle Versorgungssicherheitsmonitoring bis 2030 noch einen Bedarf von ca. 10-13 GW. Erst bis 2035 werden größere Bedarfe (22,4-35,5 GW) erwartet.
- Neben Erdgaskraftwerken und H2-Ready Kraftwerken können durch überbaute Biogasanlagen, (de-rated) Großbatteriespeicher Kapazitäten und nachfrageseitige Flexibilitäten (auch dezentral) ebenfalls gesicherte Leistung effizient bereitgestellt werden*.

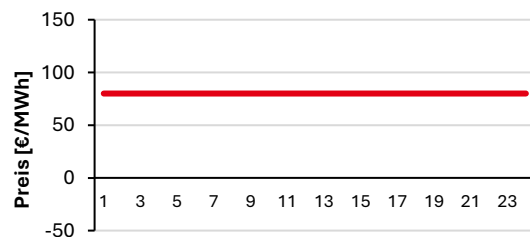
Die Ausschreibung von Gaskraftwerken kann schnell no-regret Mengen an gesicherter Leistung in den Markt bringen, die über eine lange Dauer erbracht werden kann.

Mittel- bis langfristig kann ein Kapazitätsmarkt den Bedarf an gesicherten Kapazitäten technologieneutral, also im technologischen Wettbewerb, sowie offen für verschiedene Größenklassen an Flexibilitäten decken.

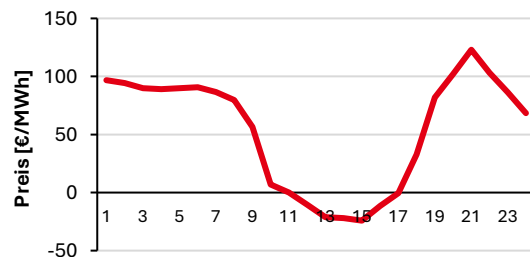
Markt- und Netzpreissignal können als Anreiz zur Flexibilisierung in Versorgungs-sicherheitsrelevanten Situationen um ein Kapazitätssignal erweitert werden

Stromhandelspreis

Festpreis Tarif

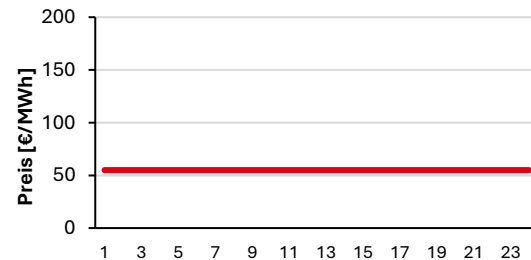


Dynamischer Tarif

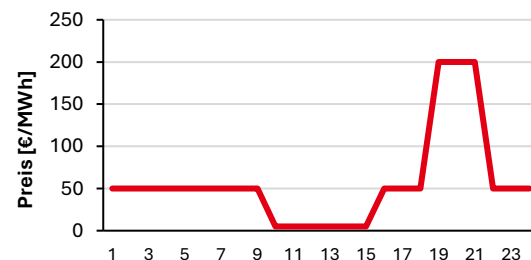


Netzentgelt

Starre Netzentgelte

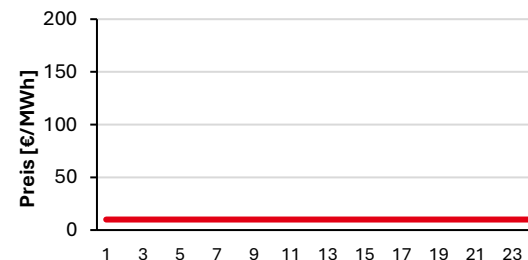


Zeitvariable/dynamische Netzentgelte

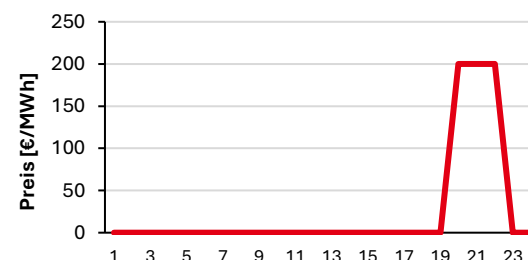


Kapazitätsumlage

Fixe Umlage

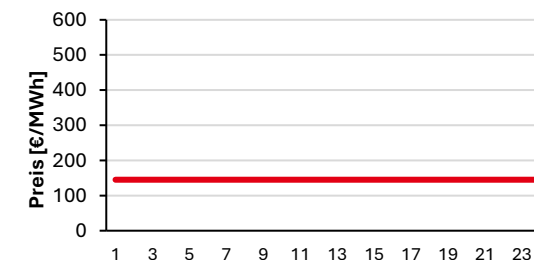


Zeitvariable Umlage

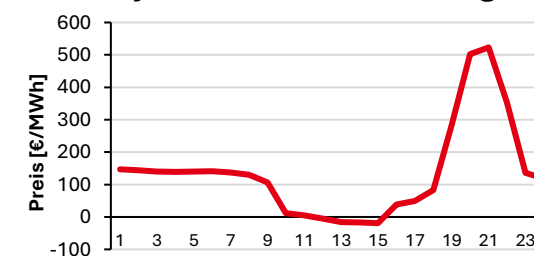


Preissignal für Verbraucher

Kein systemdienliches Preissignal



Systemdienliches Preissignal



Neben den Preissignalen aus dynamischen Tarifen und zeitvariablen/dynamischen Netzentgelten kann eine Kapazitätskomponente, z.B. ein intelligent ausgestaltete, zeitvariable Kapazitätsmarktumlage, zusätzliche Anreize zur Lastvermeidung in systemauslegungsrelevanten Situationen geben.

Hohe Preisspreads erhöhen den Anreiz zur Investition in Lastverschiebungsmaßnahmen oder motivieren Lastvermeidung.

Ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus als ergänzendes Marktdesignelement soll Versorgungssicherheit gewährleisten und dezentrale Flexibilitäten anreizen



Fazit

- Ein **Kapazitätsmechanismus** ist schnell notwendig, um ergänzend zum Energy-Only-Markt ausreichend Investitionsanreize für gesicherte Kapazitäten zu setzen.
- Im Rahmen der **Kraftwerksstrategie** werden zunächst vor allem **selektive Ausschreibungen** für Gaskraftwerke diskutiert. Ausschreibungen sollten auf ein **no-regret Menge** reduziert ausgeschrieben werden und schnell ein **technologieneutraler Kapazitätsmarkt** als Kapazitätsmechanismus etabliert werden. Dieser sollte neben klassischen Back-Up Kraftwerken offen für Kapazitäten wie Biogas, KWK, Großbatteriespeicher und dezentrale Flexibilitäten sein.
- Die **Erfahrungen aus dem Kapazitätsmarkt in Frankreich** zeigen die **Komplexität**, die ein **dezentraler Kapazitätsmarkt** oder eine **dezentrale Komponente im KKM** verursachen kann, und sollten in die Ausgestaltung in Deutschland einbezogen werden. Dies gilt insbesondere für die hohe Verantwortung für dezentrale Akteure, die zu Überforderung führte. Diese kann durch hohe Pönalen ein finanzielles Risiko für Bilanzkreisverantwortliche darstellen.
- Die **Vorteile eines dezentralen Konzepts** (Innovationsoffenheit, Anpassungsfähigkeit und Effizienz durch dezentrales Wissen mit Option zur Selbsterfüllung) ließen sich auch **in einem zentralen Kapazitätsmarkt** anreizen, z.B. über die **spitzenlastzeitfenster-orientierten Erhebung der Kapazitätsmarkt-Umlage**. So gäbe es für Verbraucher auch in diesem Kapazitätsmarkt den Anreiz, Investitionen in Lastflexibilität zu tätigen.
- Der unter aktuellem EU Beihilferecht genehmigte **zentrale Kapazitätsmarkt** in Belgien kann als Blaupause für Deutschland genutzt werden, um eine schnelle Genehmigung zu erhalten.
- Die Strategie zur **Dekarbonisierung von Erdgaskraftwerken** muss bei der Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen mitgedacht werden.

Ein technologieneutraler Kapazitätsmechanismus ist notwendig, um mittel- bis langfristig ausreichend Investitionsanreize in gesicherte Kapazitäten zu setzen, die gesamtsystemisch effizient sind.

Ein zentraler Kapazitätsmarkt scheint aufgrund seiner Einfachheit und Bewährtheit gegenüber einem dezentralen Konzept vorzugswürdig. Dezentrale Flexibilitäten müssen jedoch durch ein geeignetes Design angereizt werden.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
 - 4.1** Markt- und netzdienliche Preissignale
 - 4.2** Vergütung von Flexibilitäten in Kapazitätsmechanismen
 - 4.3** Flexible Stromnachfrage im Rahmen der Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Es bestehen Hemmnisse für die Sektorenkopplung, die eine zusätzliche flexible Stromnachfrage zur Nutzung von Überschussstrommengen bremsen

Herausforderungen der Sektorenkopplung



CAPEX für Elektrolyse-Projekte erweisen sich in der Praxis als deutlich höher als ursprünglich in vielen Machbarkeitsstudien unterstellt. Zudem sind Kapitalkosten aufgrund des geringen Technologiereifegrads und des hohen Marktrisikos hoch.



Es bestehen hohe regulatorische Anforderungen an die Produktion von grünem (RFNBO) Wasserstoff. Bei Netzbezug gelten Anforderungen an Zusätzlichkeit sowie zeitliche und räumliche Korrelation, welche die Strombezugskosten erhöhen.



Hohe Investitions- und Betriebskosten führen zu deutlich höheren Wasserstoffgestehungskosten als die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff auf Seiten der Industrie und Energiewirtschaft. Es resultiert ein Henne-Ei Problem, da die Wasserstoffnachfrage gering bleibt.



Auch bezüglich der Produktion grüner Wärme gibt es in der EED als Teil der RED III Richtlinie hohe reg. Anforderungen. Wärme aus Strom gilt nur ab einem COP von über 2,5 sicher als grün. Damit sind günstige und flexible Elektrodenkessel regulatorisch als Option zur Produktion grüner Wärme stark eingeschränkt.



Bei der Direktbelieferung und Nutzung von EE-Strom „Behind-the-Meter“ existieren administrative und regulatorische Herausforderungen (z.B. aus EEG), die eine Nutzung von Strom ohne das öffentliche Netz hemmen.

Erläuterung

- Durch den starken EE-Ausbau resultieren zeitweise hohe EE-Überschüsse, die nicht allein über Lastflexibilisierung und Speicher aufgenommen werden können.
- Zusätzliche Nachfrage im Kontext der Sektorenkopplung kann diese EE-Überschüsse zumindest teilweise in das Energiesystem integrieren
- Zur Sektorenkopplung zählen Power-to-X Anwendungen wie
 - Elektrolyseure (Power-to-Hydrogen), ggfs. mit nachgelagerten Wertschöpfungsschritten wie Methanisierung, Fischer-Tropsch-Synthese, etc.
 - Power-to-Heat Anwendungen wie Großwärmepumpen oder Elektrodenkessel
- Neben technologischen Herausforderungen stellen auch regulatorische Vorgaben bei der Produktion heute Hemmnisse für Sektorenkopplung dar
- Bei den PtX-Produkten (z.B. Wasserstoff oder Wärme) gibt es regulatorische Anforderungen an die Herstellung, damit diese als erneuerbar oder „grün“ gelten

Die regulatorischen Produktionsanforderungen an grünen Wasserstoff und Wärme sind hoch und hemmen so den Ausbau flexibler Stromverbraucher

Produktion strombasierter Wasserstoffs

- In der europäischen Regulatorik wird zwischen RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) und Low Carbon Wasserstoff unterschieden. Während für beide Wasserstoffqualitäten die gleichen Emissionsgrenzwerte gelten, hat RFNBO zusätzliche Anforderungen an die Produktion.
- Die Produktion von RFNBO-Wasserstoff erfolgt ausschließlich aus Elektrolyse. Der Strom muss dabei entweder über eine EE-Anlage über physische Direktlieferung oder aus dem Netz unter Einhaltung weitergehender Bedingungen bezogen werden. Im Wesentlichen zwei Kriterien erschweren die RFNBO-Produktion heute:
 1. **Zusätzlichkeit:** Die Wasserstoffproduktion mit Netzstrom muss vor Erreichen des 90%-EE-Kriteriums unter dem Mantel eines PPAs stehen, das zunächst aus neuen und ungeforderten EE-Anlagen basiert. Eine Aufweichung des Kriteriums kann die Gestehungskosten von Wasserstoff deutlich senken.
 2. **Temporale Korrelation:** Ab 2029 muss die EE-Erzeugung aus dem PPA in derselben Stunde wie die Wasserstoffproduktion erfolgen, was Beschaffungskosten erhöht und den Betrieb erschwert. Die Anwendung einer täglichen, wöchentlichen oder monatlichen Korrelation senkt die Wasserstoffgestehungskosten.
- Kurzfristig kann die Nutzung von kohlenstoffarmem Wasserstoff den Wasserstoffmarkt und die Nachfrage ankurbeln, um das bestehende „Henne-Ei-Problem“ aufzulösen.

Produktion strombasierter Wärme

- Bisher gibt es verschiedene Regularien in der EU (Energy Efficiency Directive (EED) als Teil der RED III) und in Deutschland das Wärmeplanungsgesetz (WPG) im Bezug auf die Anerkennung von grüner Wärme, welche unter Einsatz von Strom hergestellt wurde.
- Gemäß des Leitprinzips „Efficiency First“ der EED wird Strom aus Wärme nur für die Anrechnung auf die EE-Quote zugelassen, wenn ein SPF-Mindestwert (Seasonal Performance Factor, entspricht etwa Jahresarbeitszahl) von 2,5 eingehalten wird, was durch Elektrokessel grundsätzlich und von Hochtemperaturwärmepumpen in der Regel nicht erfüllt werden kann. Die Herkunft des Stroms spielt hierbei keine Rolle (um u.a. eine Doppelanrechnung der Mengen im Strom- und Wärmesektor zu vermeiden).
- Die überarbeitete RED ermöglicht im begrenzten Maße die Anrechenbarkeit von Wärmepumpenwärme auf die EE-Quoten, auch wenn der SPF weniger als 2,5 beträgt.
- Der gegenwärtige Ordnungsrahmen verweist im WPG bei Wärmepumpen auf die 2,5-SPF-Anforderung der EED, eröffnet aber gleichzeitig die Möglichkeit der anteiligen Anrechnung bei Netzbezug proportionell zum EE-Anteil am Netzstrom.
- Zusätzlich eröffnet das WPG die Möglichkeit, dass wenn die Anlage direkt mit einer erneuerbaren Stromquelle versorgt wird, die gesamte erzeugte Wärme als erneuerbar angerechnet werden kann.

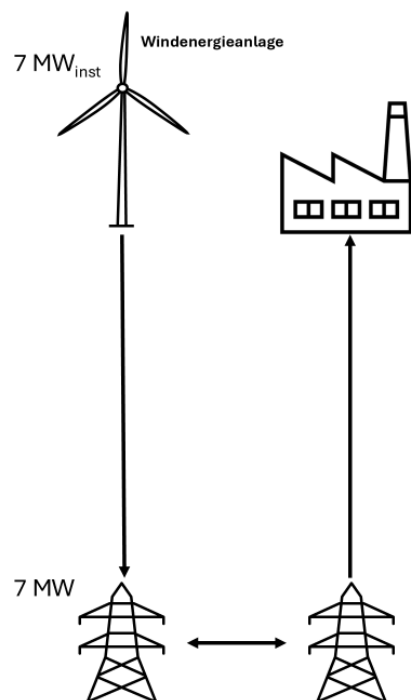
PtX-Anlagen, z.B. zur strombasierten Erzeugung von Wasserstoff oder Wärme sind ein wichtiger Baustein im zukünftigen Energiesystem, da sie als flexible Nachfrage sonst überschüssigen EE-Strom verwerten können.

Durch Lockerung der Regelungen für die Produktion von RFNBO Wasserstoff oder das WPG für die Erzeugung grüner Wärme ist der Einsatz von Strom unter verbesserten Voraussetzungen möglich, die kurz- bis mittelfristig den Hochlauf einer flexiblen Nachfrage durch PtX (z.B. durch Elektrokessel) fördern können.

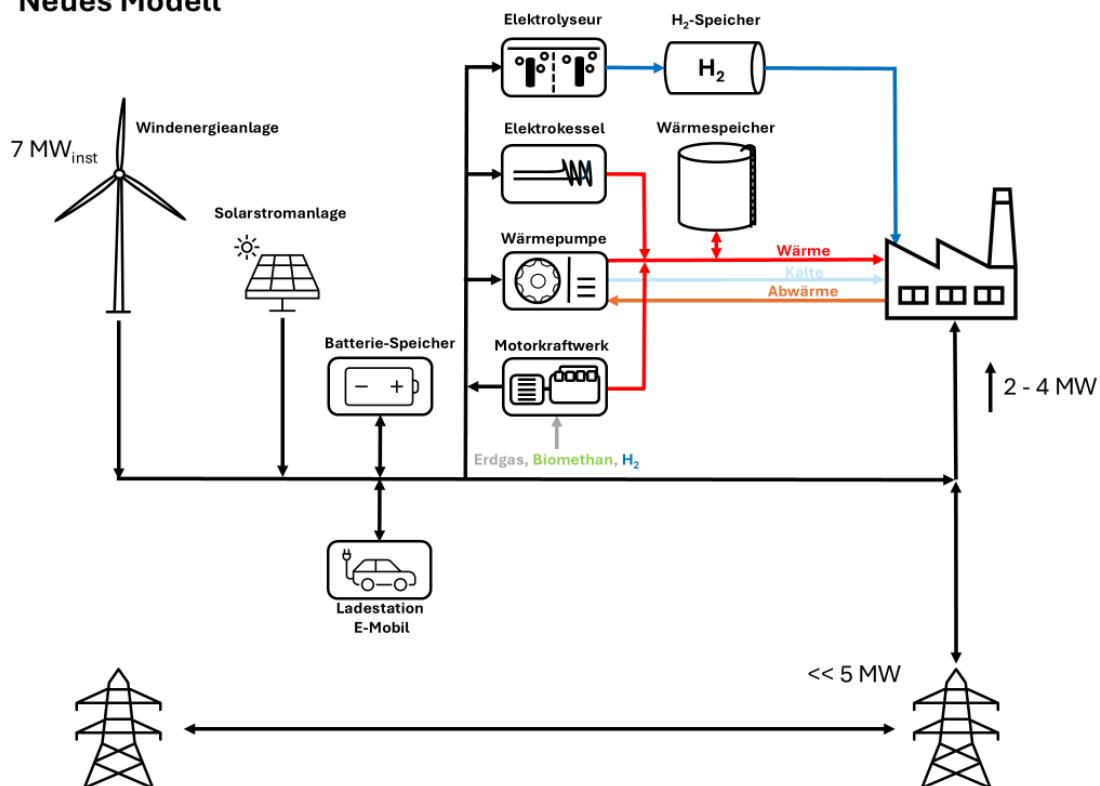
Bei einer Anlagenauslegung oberhalb der systemdienlichen Anschlussleistung ergeben sich Geschäftsmodelle “behind the meter” bei gleichzeitiger Entlastung der Netze

Behind-the-Meter Anwendungen für EE-Strom

Heutiger Standard



Neues Modell



Erläuterung

- Erzeugung oberhalb der SAL kann für die direkte physische Stromlieferung von Erneuerbare-Energien-Anlagen an einen Endverbraucher genutzt werden.
- Im Unterschied zur Direktvermarktung oder zu Off-Site-PPAs wird der Strom nicht bilanziell über das Netz geliefert, sondern über eine eigene Direktleitung unmittelbar zum Abnehmer geführt.
- Dadurch entfallen Netzentgelte sowie netznutzungsbezogene Umlagen, was die Stromkosten für den Abnehmer senkt.
- Gleichzeitig wird das öffentliche Stromnetz entlastet, da weder Transport- noch Umspannverluste entstehen und weniger Netzkapazitäten beansprucht werden.
- Dies reduziert den Bedarf an Netzausbau und verhindert, dass entsprechende Kosten auf die allgemeinen Netzentgelte umgelegt werden.
- Die Nutzung von Strom „behind the meter“ lässt sich um Speicher-, Wärme- und Mobilitätsanwendungen erweitern, die lokal mit erneuerbarem Strom versorgt werden.
- Dadurch entstehen Mehrwerte wie eine höhere Eigenverbrauchsquote, reduzierte Netzbezugskosten, zusätzliche Flexibilität für den Anlagenbetrieb sowie die gekoppelte Dekarbonisierung von Strom-, Wärme- und Mobilitätsanwendungen

Regulatorische Unsicherheiten begrenzen die praktische Umsetzung der Direktbelieferung trotz hoher systemischer Vorteile

Bestehende Hürden für die physische Direktlieferung

- Die Direktlieferung bzw. Direktnutzung erneuerbaren Stroms ist trotz der genannten Vorteile bisher gering, da zentrale energierechtliche Begriffe im EEG und EnWG unbestimmt sind und dadurch Rechts- und Investitionsunsicherheiten bestehen.
- **EEG-bezogene Hürden:** Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ im EEG ist weder gesetzlich präzisiert noch durch Rechtsprechung konkretisiert und wirkt damit als strukturelles Investitionshemmnis, insbesondere für Windenergieanlagen, die aus immissionsschutzrechtlichen Gründen typischerweise nicht in unmittelbarer Nähe zu industriellen Verbrauchern errichtet werden können.
- **Europarechtliche Hürden:** Entscheidungen von EuGH und BGH stellen die bisherige Praxis der Kundenanlage grundlegend infrage, da Leitungsinfrastrukturen zur Stromlieferung an Dritte nunmehr als regulierte Verteilernetze qualifiziert werden können und damit genehmigungs-, entflechtungs- und regulierungsrechtliche Pflichten auslösen.
- **Unsicherheiten bei der Direktleitung:** Zwar ist die Direktleitung als europarechtskonformes Instrument grundsätzlich zulässig, sie war jedoch bislang durch Auslegungsfragen zur Zahl der angeschlossenen Kunden und zur gleichzeitigen Netzanbindung geprägt, was die praktische Umsetzung komplexer Direktbelieferungs- und BTM-Konzepte erheblich erschwert hat.
- **Administrative und regulatorische Belastungen:** Anlagenbetreiber, die Strom direkt an Industrie- oder Gewerbekunden liefern, werden derzeit energierechtlich weitgehend wie klassische Energieversorgungsunternehmen behandelt, wodurch hohe Informations-, Melde- und Berichtspflichten entstehen, obwohl das Schutzbedürfnis der Abnehmer vergleichsweise gering ist.

Angekündigte Anpassungen in EnWG und EEG (Stand März 2025)

- In KW 10/2026 wurde ein Entwurfsstand eines weiterentwickelten EEG als geleakte Fassung öffentlich. Eine detaillierte Prüfung konnte noch nicht erfolgen.
- Die Studie wurde zeitlich vor Bekanntwerden des geleakten Entwurfsstand erstellt.

Vor dem Hintergrund des Ziels, die physische Direktversorgung der Industrie räumlich auszuweiten, sind weitere Anpassungen notwendig, um rechtliche Risiken zu minimieren.

Diese Anpassungen sind notwendig, damit das hier vorgeschlagene Konzept der SAL seinen vollen Mehrwert entfalten kann und Erzeuger Geschäftsmodelle „behind-the-meter“ zur Refinanzierung der Investitionen mit nutzen können.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
 - 5.1** Szenariorahmen
 - 5.2** Methodisches Vorgehen
 - 5.3** Ergebnisse
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
 - 5.1** Szenariorahmen
 - 5.2** Methodisches Vorgehen
 - 5.3** Ergebnisse
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Neben einem Business-as-Usual (BAU) Szenario werden in den folgenden Untersuchungen stufenweise Verbesserungen des Marktdesigns vorgenommen

Szenario BAU

Strommarktdesign mit bestehenden Fehlanreizen bei EE-Auslegung und Flexibilitäten

- Szenario basiert auf dem bestätigten Szenariorahmen des NEP B 2037/2045 (2025) für die Nachfrageentwicklung und den EE-Ertrag
- Allerdings werden regulatorische Fehlanreize des aktuellen Strommarktdesigns fortgeführt, die zu einer Abwandlung des Systems führen:
 - Nicht-systemdienliche Auslegung von Wind- und PV-Anlagen
 - Fehlende Flexibilitätsanreize für Biomasse und nachfrageseitige Flexibilitäten
 - Weniger Haushalte als flexible Prosumer
 - Stockender Ausbau von Batteriespeichern (Einbruch nach 2029) und flexiblen PtX-Anlagen



Szenario SMD EE

Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen

- Überarbeitung des EE-Förderrahmens mit Fokussierung der Förderung auf systemdienliche Anschlussleistung
- Ein überarbeitetes Marktdesign reizt systemdienliche Anlagenauslegung an:
 - WEA an Land und auf See mit niedriger spez. Flächenleistung / höheren Vollbenutzungsstunden / besseren Parkwirkungsgraden oder Überbauung, s.d. Anschluss-kapazitäten eingespart werden
 - PVA richten sich diverser aus und werden mit PV-Speicher überbaut
 - EE-Ertrag bleibt in diesem Szenario gegenüber BAU vor Abregelung konstant, Abweichungen werden über die installierte Leistung ausgeglichen



Szenario SMD EE+Flex

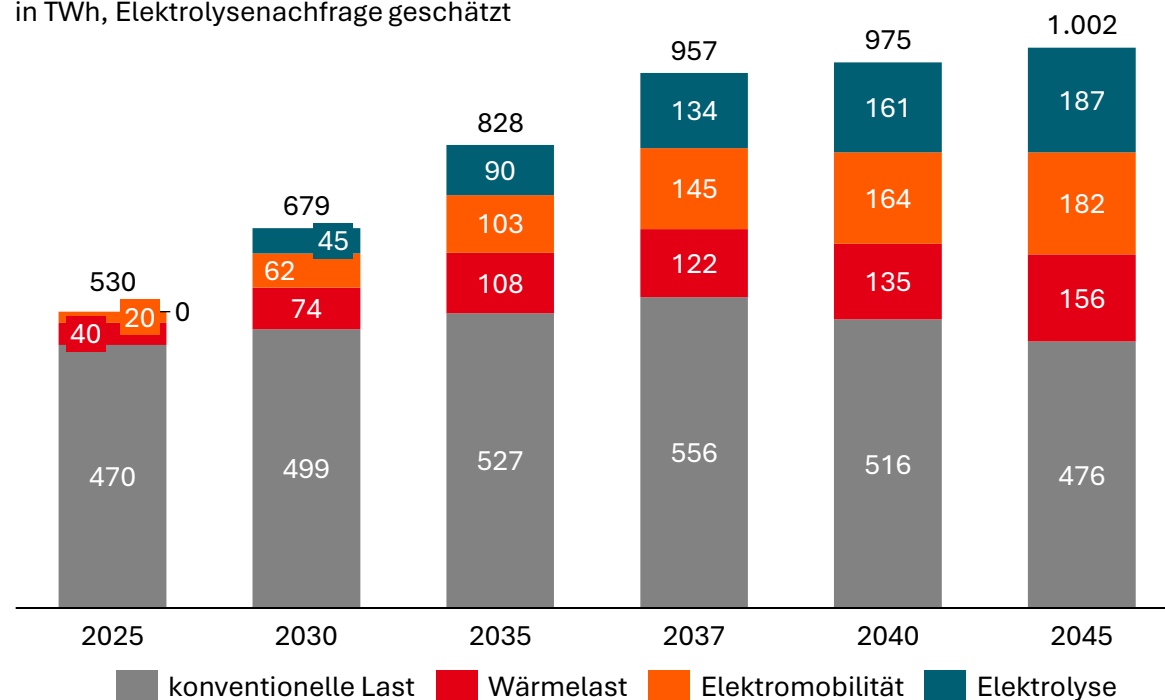
Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten

- Anpassung Marktdesign für Flexibilität
 - Dynamische Markt- und Netzsignale
 - Einführung Kapazitätsmarkt
 - Dedizierte Netzentgelte für Speicher
- Das überarbeitete Marktdesign reizt an:
 - Haushalte agieren verstärkt als Prosumer und Industrie baut Flexibilitätskapazitäten aus
 - Ausbau von Stand-Alone BESS ohne Einbruch, Ausbau von PtX-Anlagen kommt in Schwung
 - Biomasse-Anlagen flexibilisieren sich stärker bei gleichem Biomasseertrag
- EE-Ertrag und Nachfrage bleiben ggü. BAU vor Abregelung konstant, Abweichungen werden über die installierte Leistung ausgeglichen.

Die Entwicklung der Strombedarfe und der EE-Stromerzeugungsmengen orientieren sich am Szenario NEP B des aktuellen Netzentwicklungsplans

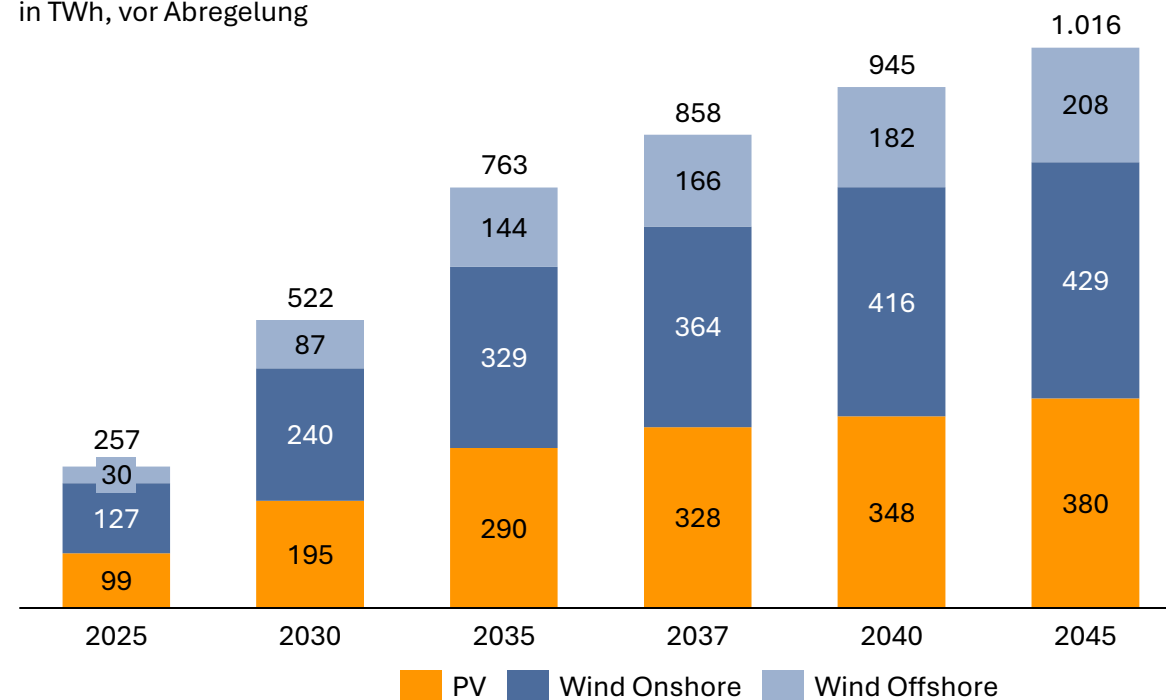
Entwicklung der Strombedarfe, angelehnt an NEP B

in TWh, Elektrolysenachfrage geschätzt



Entwicklung EE-Stromerzeugung, angelehnt an NEP B

in TWh, vor Abregelung



Der Strombedarf für Letztverbraucher sowie Verluste wird in allen betrachteten Szenarien angelehnt an das Szenario NEP B parametrisiert.

Die Stromnachfrage für Elektrolyse stellt einen Modellfreiheitsgrad dar und ermöglicht zu wettbewerbsfähigen Konditionen die Produktion von Wasserstoff.

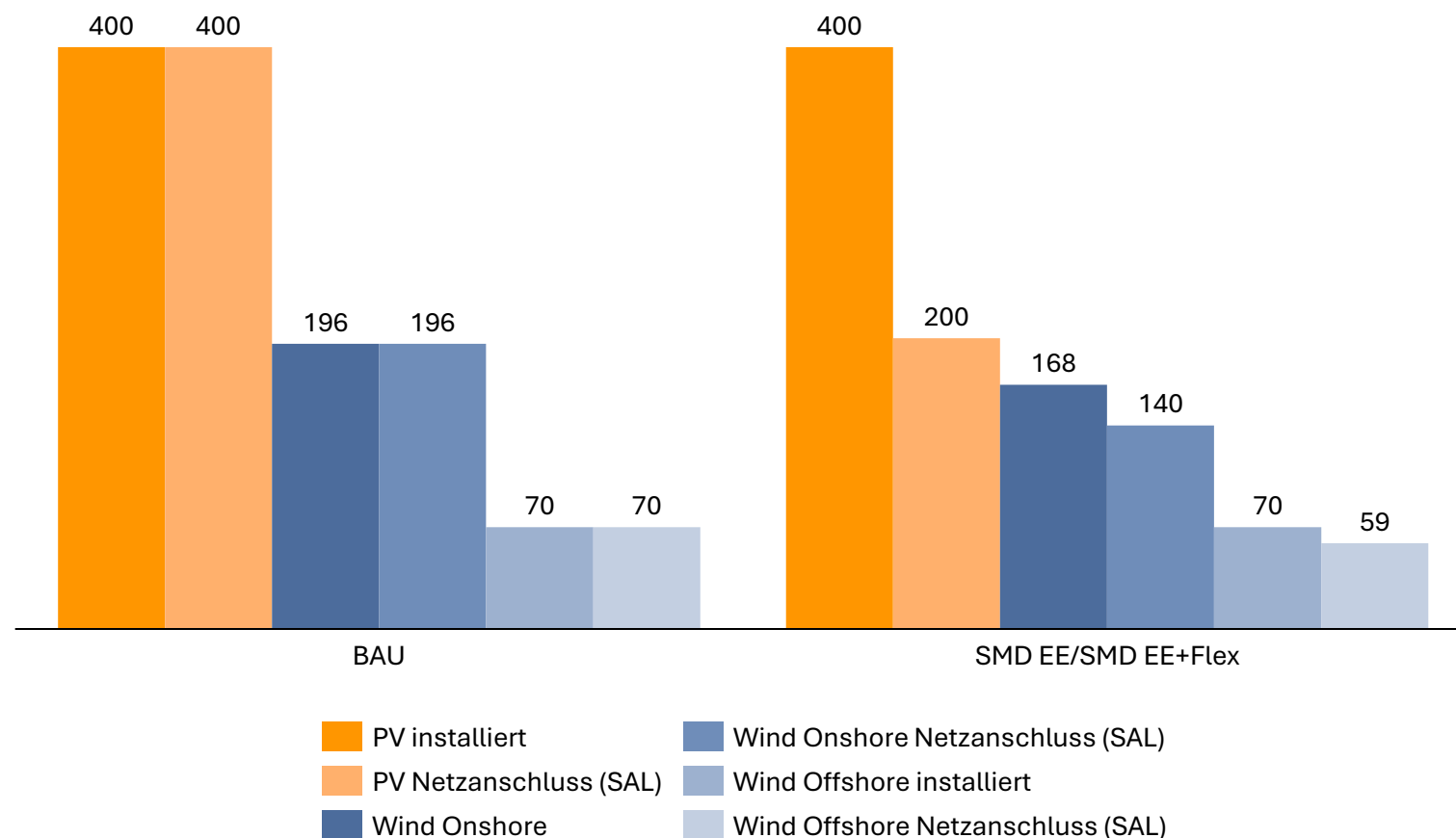
Auch die Erzeugungsmengen aus EE-Anlagen werden in den betrachteten Szenarien angelehnt an das NEP B Szenario parametrisiert.

Dabei werden zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien trotz unterschiedlicher Anlagenauslegung die Erzeugungsmengen vor Abregelung möglichst konstant gelassen und somit die installierten Leistungen variiert (siehe Folgefolie).

Abhängig vom Strommarktdesign resultieren unterschiedliche Auslegungen der Anlagen bezüglich installierter Leistung und Netzanschlussleistung

Installierte Leistung und Netzanschlussleistung von EE-Anlagen in 2045

in GW



Erläuterung

- Im BAU Szenario entspricht die installierte Leistung der gesicherten Netzanschlussleistung entsprechend des NEPs.
- Unter Fortschreibung des Trends zu Starkwindanlagen mit hoher Verschattung müssen niedrigere Vollbenutzungsstunden durch zusätzliche installierte Leistung kompensiert werden (160 → 196 GW)
- In den Szenarien SMD EE und EE+Flex wird die gesicherte Netzanschlussleistung für PV auf 50% reduziert.
- Für Wind wird angenommen, dass 50% Windenergieanlagen mit spez. Flächenleistung von 250 W/m² (100% SAL) und 50% Windanlagen mit spez. Flächenleistung von rund 350 W/m² (70% SAL) gebaut werden. Offshore-Anlagen werden systemdienlich mit 83% Überbauung ausgelegt.

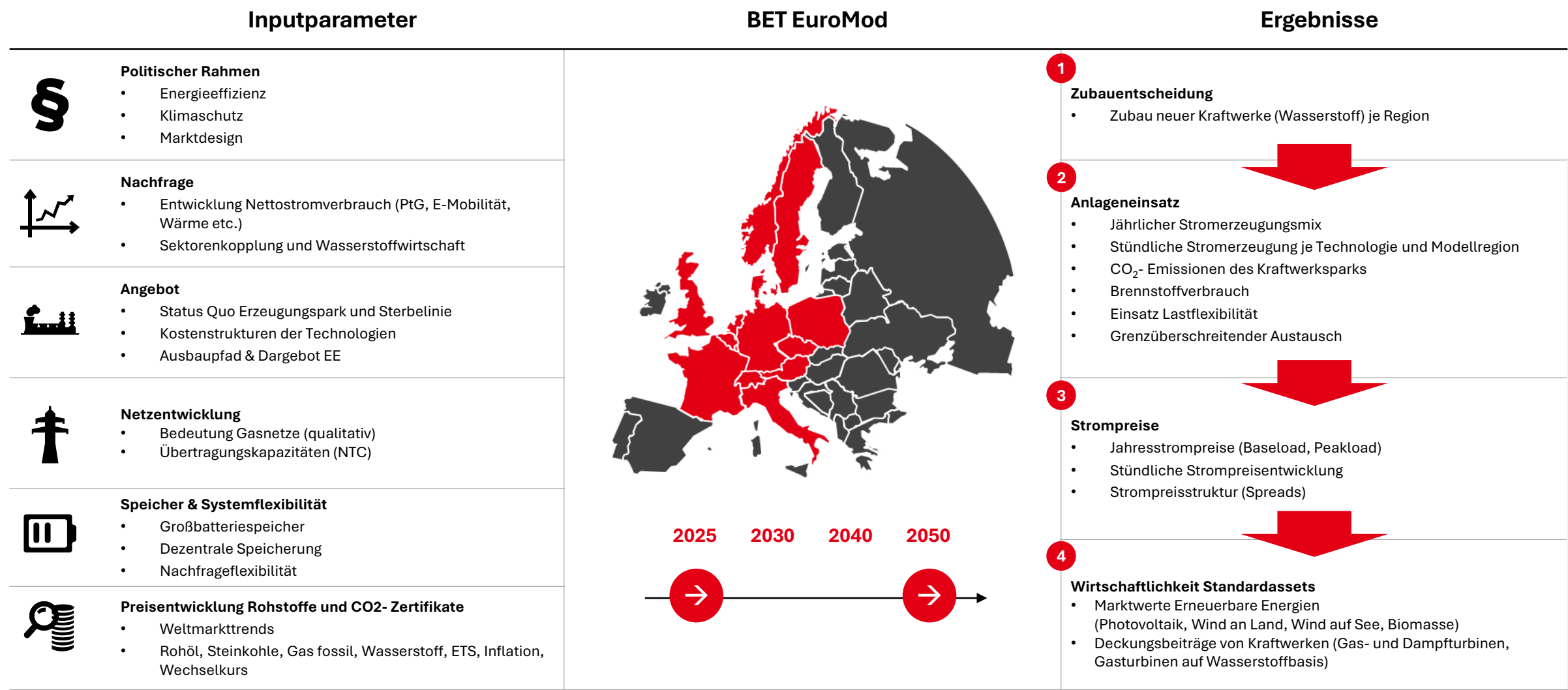
Gegenüber dem BAU und NEP B Szenario können durch eine systemdienliche Anlagenauslegung eine hohe gesicherte Netzanschlussleistung und damit Netzausbau eingespart werden.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
 - 5.1** Szenariorahmen
 - 5.2** Methodisches Vorgehen
 - 5.3** Ergebnisse
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Für die Modellierung wurde das B E T Energiemarktmodell EuroMod eingesetzt



Aus den Analysen unterschiedlicher Strommarktdesigns werden vereinfacht* Änderungen verschiedener Komponenten des Strompreises abgeleitet



Beschaffung Verbraucher

- Der Effekt des Strommarktdesigns auf die Großhandelspreise bzw. Day-Ahead Preise und damit die Beschaffungskosten der Letztverbraucher ergeben sich direkt aus dem Energiemarktmodell (Strompreise und Lastprofil)

EE-Förderung / EE-Verkauf

- Es wird angenommen, dass Änderungen der EE-Marktwerte durch einen zweiseitigen CfD ohne Korridor sich 1:1 auf den Förderbedarf auswirken (EE-Förderung) bzw. Erzeugern außerhalb des EEG zugute kommen (EE-Verkauf).
- Wegen des Rückgangs gesichert geförderter Erzeugungsmengen nach SAL-Konzept wird ein entsprechender Anstieg anzulegender Werte unterstellt.
- Zudem werden zusätzliche Flexibilitäten (100 €/kW) für Biomasseanlagen unterstellt

Netzausbau an Land

- Abschätzung der Einsparung von Netzausbaukosten an Land durch netzdienliche Auslegung von EE-Anlagen basierend auf Kosten im Übertragungs- und Verteilnetz basierend auf Meta-Analysen
- Kosteneinsparungen durch reduzierten Redispatch sowie eingesparten Netzausbau durch Flexibilitäten werden konservativ vernachlässigt.

Netzausbau auf See

- Die Kosten für den Offshore-Netzausbau können durch netzdienliche Auslegung verringert werden.
- Aus den potenziell eingesparten Offshore-Anschlussleistungen wird anteilig eine Reduktion der Netzausbaukosten Offshore des NEP unterstellt.

Gaskraftwerksausbau

- Der Effekt auf den Förderbedarf für gesicherte Leistung wird aus dem Bedarf gesicherter Leistung von Wasserstoffkraftwerken und deren Wirtschaftlichkeitslücke abgeleitet. Diese leitet sich aus der Differenz der annuitätischen Investitionskosten und den Deckungsbeiträgen am Strommarkt ab.

Inhaltsverzeichnis

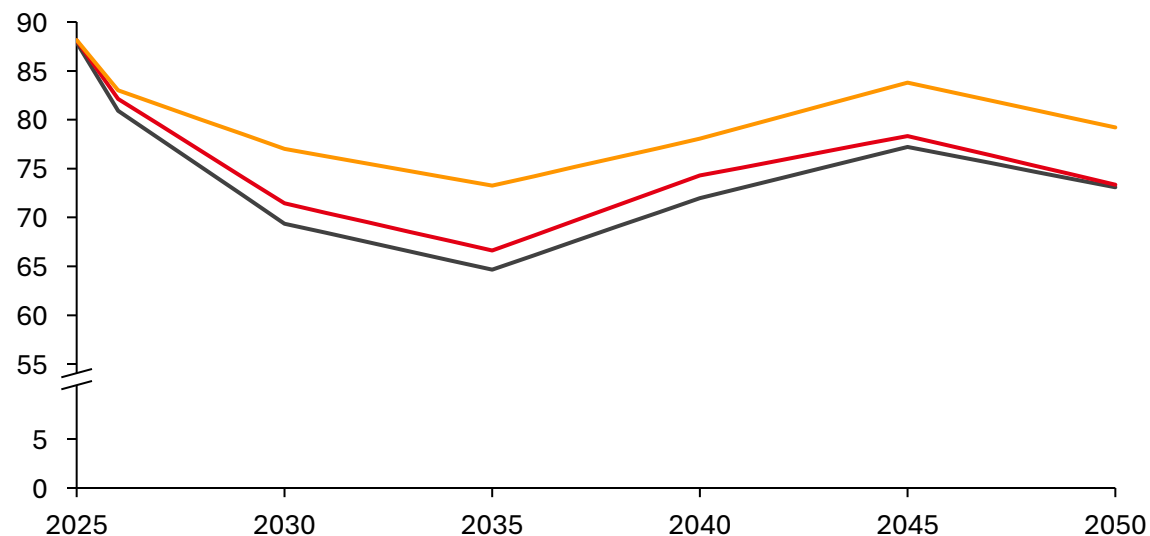
- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
 - 5.1** Szenariorahmen
 - 5.2** Methodisches Vorgehen
 - 5.3** Ergebnisse
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Insbesondere durch zunehmende Flexibilitäten glätten sich die Strompreise auf einem moderat gehobenen Niveau

Entwicklung Basepreise

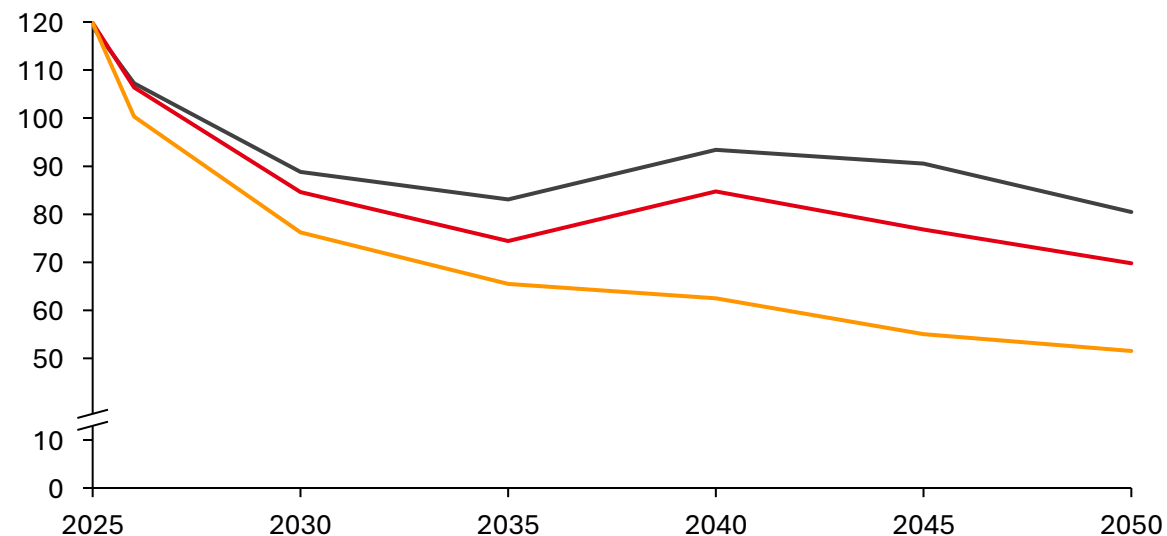
in €/MWh, real 2025



— BAU — SMD EE — SMD EE+Flex

Durchschnittlicher Tagesspread

in €/MWh, real 2025



Die Basestrompreise sinken mittelfristig durch zunehmende EE-Durchdringung bis zunehmende Elektrifizierung und CO₂-Preise den Preis wieder ansteigen lassen.

Durch eine systemdienliche Anlagenauslegung (SMD EE) steigen aufgrund sinkender Negativpreise die Basepreise leicht an. Durch eine zunehmend flexible Nachfrage steigt der Wettbewerb und damit die Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Strom, weshalb die Strompreise weiter ansteigen (SMD EE+Flex).

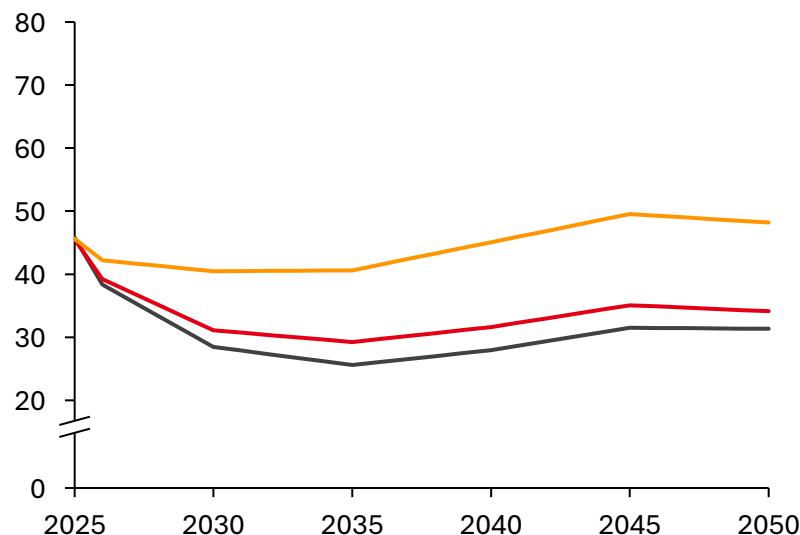
Die Strompreisspreads können aufgrund geringerer Gleichzeitigkeit bereits durch eine systemdienliche Anlagenauslegung reduziert werden.

Die Spreads sinken stärker durch zunehmende Flexibilität, da diese sich stark glättend auf die Strompreise auswirken.

Durch ein systemdienliches Anlagendesign sowie systemdienliche Flexibilitätsanreize erhöhen sich die Marktwerte von EE-Anlagen deutlich

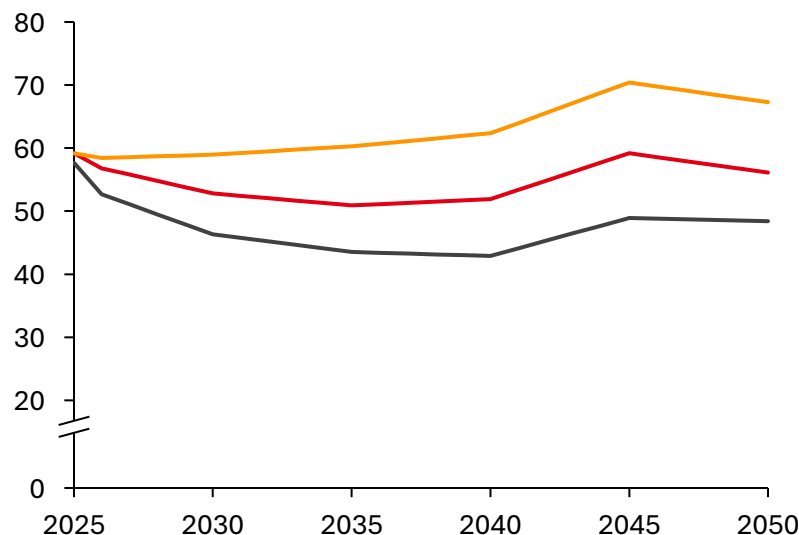
PV

in €/MWh, real 2025



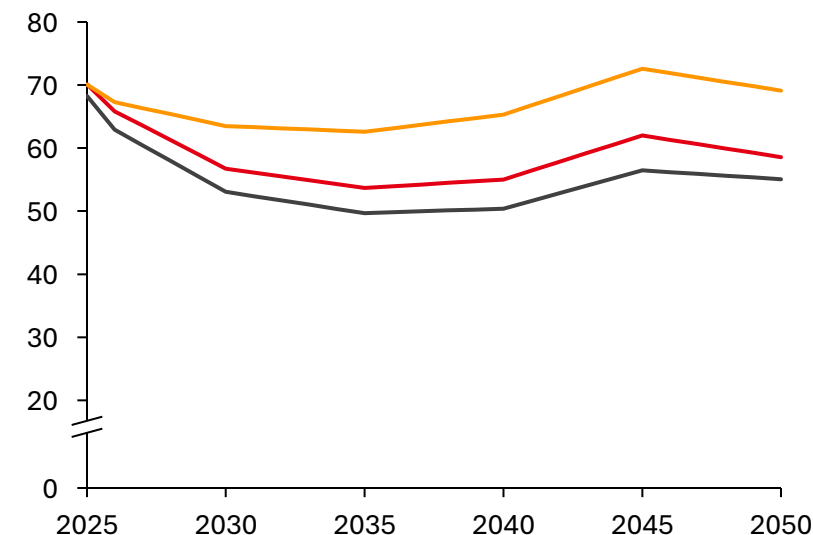
Wind an Land

in €/MWh, real 2025



Wind auf See

in €/MWh, real 2025



— BAU — SMD EE — SMD EE+Flex

Die PV-Marktwerte sinken im BAU Szenario stark ab. Bereits eine systemdienlichere Auslegung insbesondere mit mehr Co-located Batteriespeicher erhöhen die Marktwerte. Mehr systemdienliche Flexibilität insgesamt hat einen weiter anhebenden Effekt, s.d. PV-Marktwerte langfristig auf heutigem Niveau verbleiben.

Die Marktwerte für Windenergieanlagen an Land sinken im BAU Szenario ebenfalls. Es zeigt sich ein starker anhebender Effekt durch eine systemdienlichere Auslegung mit mehr Schwachwindanlagen und überbautem Netzanschluss. Erneut wirken systemdienliche Flexibilität weiter stützend, s.d. diese langfristig auf hohem Niveau verbleiben.

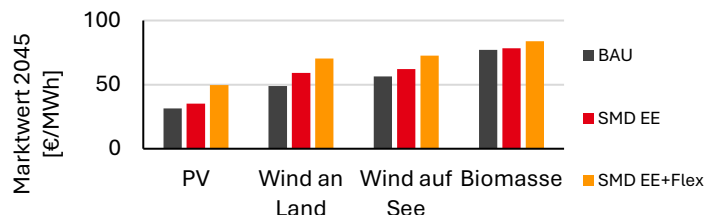
Die Marktwerte für Windenergieanlagen auf See nehmen einen vergleichbaren Verlauf. Hier wirkt sich neben den indirekten Effekten durch die anderen EE-Anlagen die systemdienlichere Auslegung mit überbautem Netzanschluss positiv auf die Marktwerte aus.

Die EE-Förderkosten können durch ein verändertes Strommarktdesign stark gesenkt werden

Effekte für EE-Förderkosten

1. Effekt: Zunehmende Marktwerte Erneuerbare

Aus zunehmenden Marktwerten in den SMD-Szenarien folgt unter Berücksichtigung des Claw-Back-Mechanismus ein Rückgang der Förderkosten.



2. Effekt: Veränderte EE-Erzeugungsmengen

Durch die bessere Systemintegration können mehr EE-Mengen marktseitig integriert und gefördert werden.

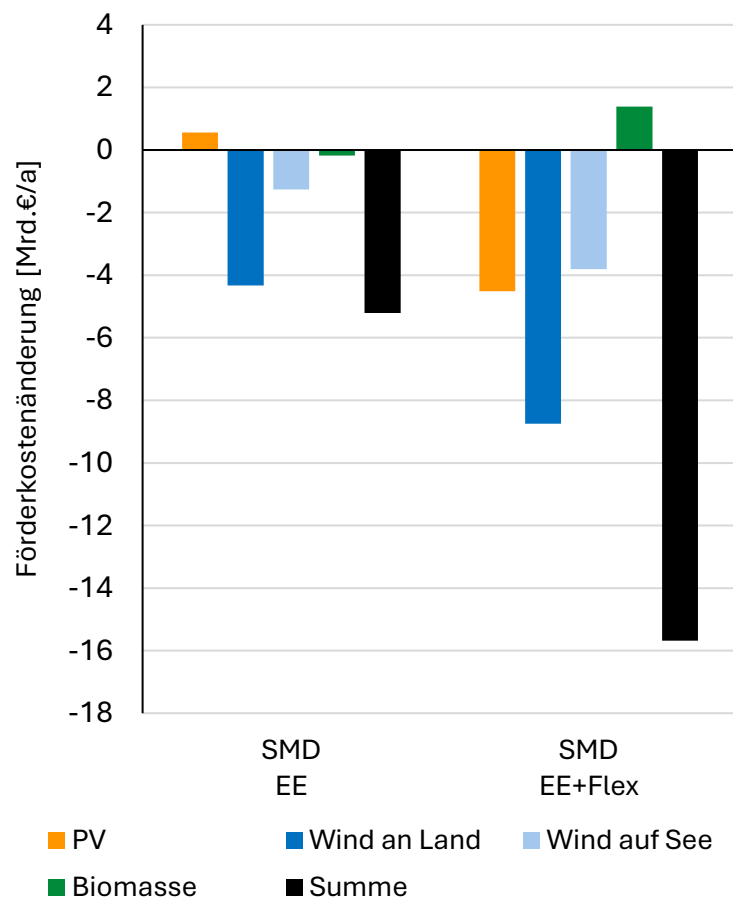
3. Effekt: Zunehmende Anzulegende Werte ggü. BAU

Für die Wirtschaftlichkeit notwendige anzulegende Werte steigen in den SMD-Szenarien durch teils höhere CAPEX oder verringerte Erzeugungsmengen. Basierend auf den Wegfall von Mengen durch Überbauung wird für PV, Wind an Land und auf See jeweils ein Anstieg von 5 €/MWh unterstellt.

4. Effekt: Steigende Flexibilität Biomasse

Vermehrte Biomasse-Überbauung in den SMD-Szenarien führt zu höheren Förderkosten aus der Flexibilität (100 €/kW)

EE-Förderkostenreduktion 2045



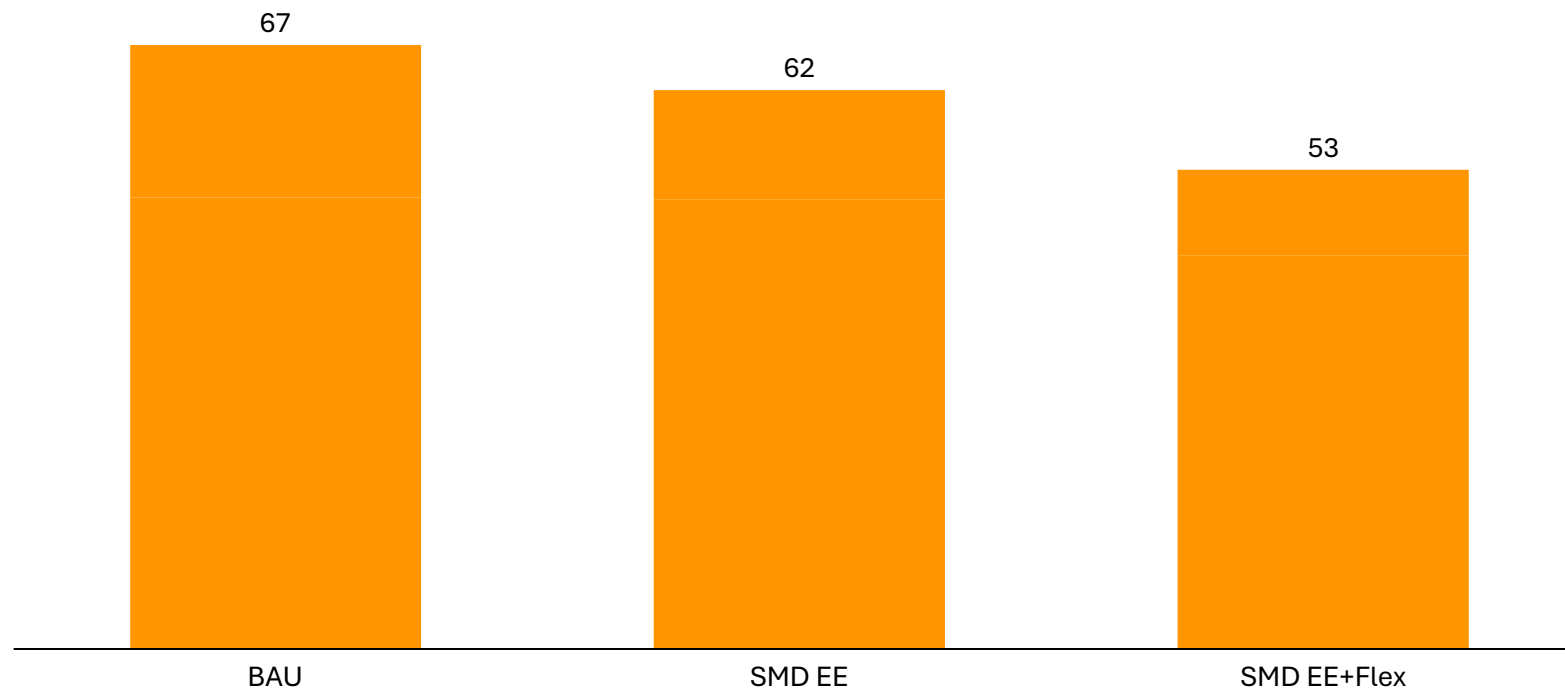
Erläuterung

- Die EE-Förderkosten werden durch mehrere Faktoren determiniert: Anzulegender Wert, Marktwerte, Fördermengen und zusätzliche Flexibilität
- Im Rahmen dieser Analysen werden die Änderungen durch die Strommarktdesignänderungen abgeschätzt.
 - Der für die Wirtschaftlichkeit einer EE-Anlage notwendige anzulegende Wert kann tendenziell durch die Einführung der SAL steigen, da weniger Mengen gesichert förderfähig sind oder zusätzliche Investitionen in Flexibilität notwendig sind
 - Auf der anderen Seite steigen die Marktwerte durch die Anpassungen des Marktdesigns. Dies liegt insbesondere in zusätzlichen Flexibilitäten im System (SMD EE+Flex) begründet, aber auch die systemdienlichere Auslegung von EE-Anlagen kann die Marktwerte bereits erhöhen (SMD EE).
 - Im Szenario SMD EE+Flex liegen zus. Flexibilitäten durch die Überbauung von Biomasse-Anlagen an
- Insgesamt können zwischen 2 und 12 Mrd.€/a an EE-Förderkosten eingespart werden. Für PV und Wind nehmen die Marktwerte stärker als die Anzulegenden Werte zu.**

Flexibilisierte Biogasanlagen, Batteriespeicher und nachfrageseitige Flexibilitäten können den Bedarf an gesicherter H2-Kraftwerksleistung in 2045 deutlich reduzieren

Bedarf gesicherter Kraftwerkskapazitäten in 2045

in GW



Erläuterung

- Der langfristige Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung geht durch die modellierten Marktdesignverbesserungen sukzessive zurück.
- Die systemdienliche Anlagenauslegung von EE-Anlagen hat einen moderaten Effekt auf die gesicherten Kraftwerkskapazitäten. Durch höhere Vollbenutzungsstunden der volatilen EE-Anlagen und PV-Co-Location wird gegenüber BAU weniger in Gasturbinen investiert.
- Einen starken Effekt weisen systemdienlichere Flexibilitäten auf. Durch mehr Biogaskapazitäten, Batteriespeicher sowie Lastflexibilität können fast 14 GW Kraftwerksleistung eingespart werden.

Systemdienliche Flexibilität ermöglicht eine Reduktion gesicherter Kraftwerksleistung. Kapazitätsmechanismen sollten daher nicht technologiespezifisch auf Kraftwerkskapazitäten ausgelegt werden, sondern den Kapazitätsbeitrag von Flexibilitäten technologieoffen mit einbeziehen.

Bei starker Flexibilisierung können auch die Förderkosten für gesicherte Kapazitäten deutlich gesenkt werden

Effekte für Kapazitäts-Förderkosten

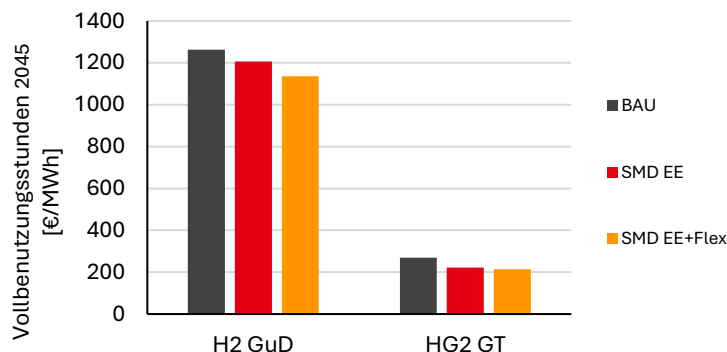
1. Effekt: Reduktion des Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten

Der Rückgang gesicherter Kapazitäten führt zu weniger Investitionsbedarf in Kraftwerkskapazitäten. Annahme:

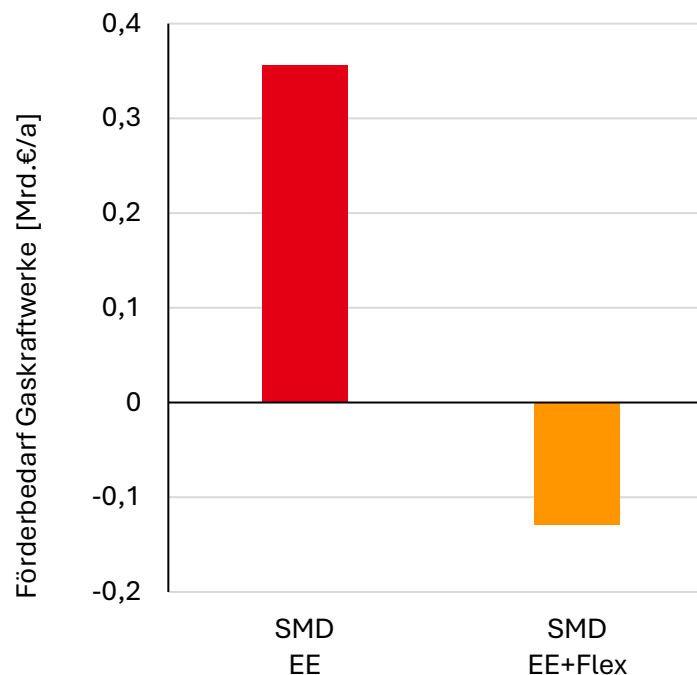
- 1.300 €/KW_{el} als CAPEX für H2 GuD-Kraftwerke
- 800 €/KW_{el} als CAPEX für H2 GT-Kraftwerke

2. Effekt: Sinkende Wirtschaftlichkeit durch sinkende Einsatzstunden

Durch zunehmende Flexibilität sinken die Einsatzzeiten von Kraftwerken weiter und erhöhen damit die Wirtschaftlichkeitslücke. Demgegenüber gibt es durch sinkende Kapazitäten eine geringere Konkurrenz.



Kapazitäts-Förderkostenreduktion 2045

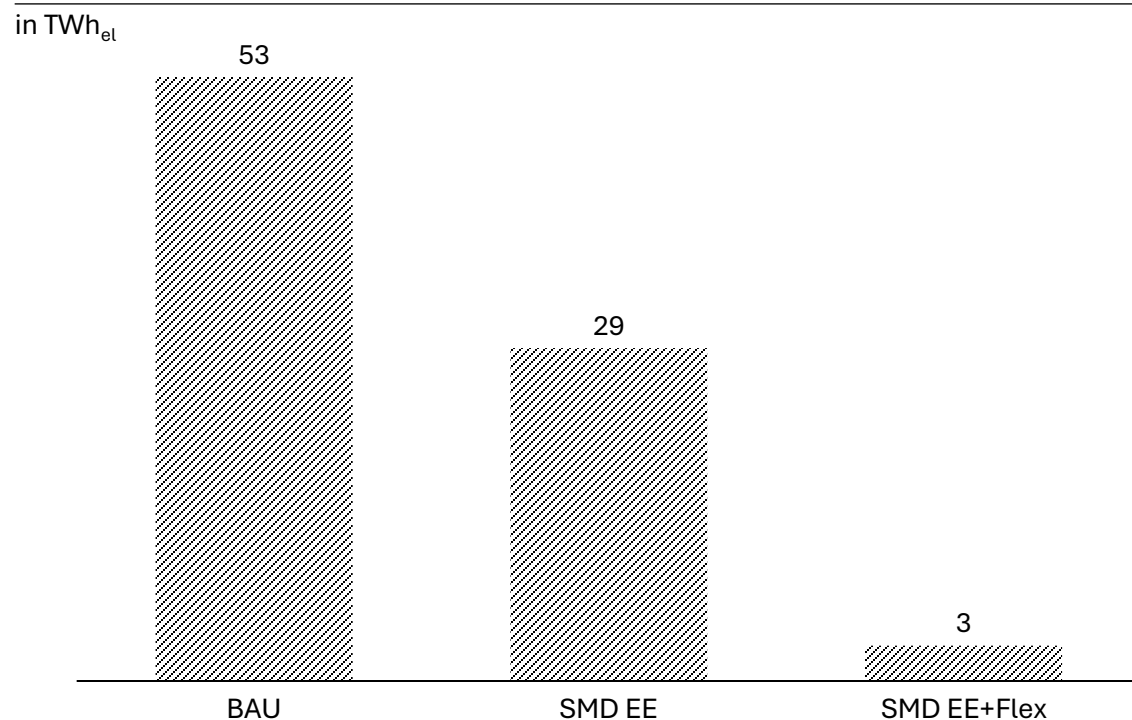


Erläuterung

- Die Förderkosten für gesicherte Kapazitäten im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus werden durch mehrere Faktoren determiniert
 - Bedarf gesicherter Kapazitäten
 - Erzielbare Deckungsbeiträge der Kapazitäten (und resultierende Wirtschaftlichkeitslücke)
- Im Rahmen der Untersuchungen wurde der Ausbau von wasserstofffähigen GuD und Gasturbinenkraftwerken modellendogen betrachtet.
- Der Bedarf an gesicherten Kapazitäten geht wie zuvor dargestellt insbesondere ab den Szenarien SMD EE+Flex durch eine zunehmende Flexibilisierung auf der Erzeugungs- und Lastseite zurück, was sich senkend auf den Förderbedarf für Kapazitäten auswirkt.
- Auf der anderen Seite gehen die Vollbenutzungsstunden und damit die erzielbaren Deckungsbeiträge der Kraftwerke zurück. Zwar sinkt durch geringere Kapazitäten die direkte Konkurrenz, durch Flexibilitäten wie Speicher kann jedoch in vielen Betriebssituationen das Anfahren der Wasserstoffkraftwerke vermieden werden.
- Während in SMD EE der Effekt der rückläufigen Einsatzstunden insgesamt dominiert, kann im SMD EE+Flex Szenario der Bedarf an Kraftwerken deutlich reduziert werden, sodass **insgesamt bis zu 0,5 Mrd. € jährlich eingespart** werden können.

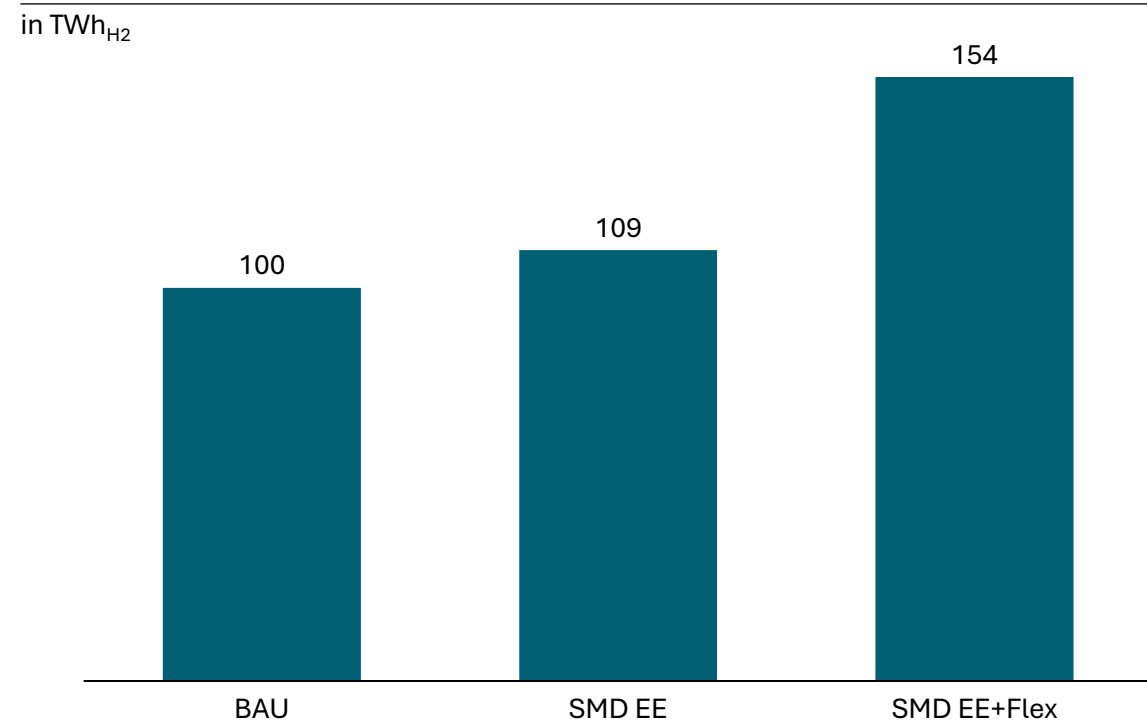
Nicht systemisch verwertbarer Überschussstrom geht durch die Anpassungen des Marktdesigns stark zurück und ermöglicht inländische Wasserstoffproduktion

Marktseitige Abregelungsmengen 2045



Marktseitige Abregelungsmengen aufgrund negativer Preise gehen bereits durch eine systemdienliche Anlagenauslegung erheblich zurück. Eine starke Flexibilisierung ermöglicht darüber hinaus, fast 100% des erzeugten Stroms zumindest marktseitig zu integrieren.

Wasserstoffproduktion 2045



Der marktseitig nicht abgeregelte Strom dient bei einer systemdienlichen Anlagenauslegung der EE-Anlagen zunächst der Substitution von Kraftwerkserzeugung.

Bei höherer Elektrolyseleistung kann der zusätzliche Strom im Szenario SMD EE-Flex für die zusätzliche PtX-Produktion, beispielsweise Wasserstoff, genutzt werden und so Importbedarfe und -kosten eingespart werden.

Die Netzkosten können durch eine netzdienliche Auslegung von EE-Anlagen stark reduziert werden

Netzkosten

1. Effekt: Verringerte Netzausbaukosten im Übertragungs- und Verteilnetz (inkl. Offshore-Netz)

Durch die systemdienlichere Auslegung von EE-Anlagen kann die Netzanschlusskapazität und damit die Netzkosten reduziert werden. Durch die optimierte Auslegung von Offshore-Windparks kann die Netzanschlusskapazität und damit Offshore-HGÜ-Systeme eingespart werden.

2. Effekt: Verringerung der Netzkosten durch netzdienliche Flexibilitäten

Durch netzdienliche Flexibilitäten können die Netzkosten weiter sinken. Diese Effekte werden konservativ vernachlässigt.

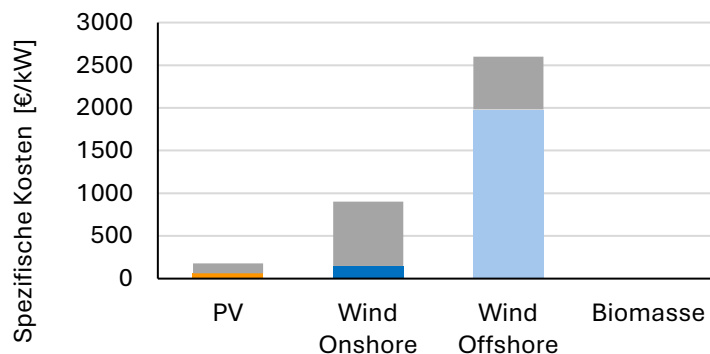
PV: In der ewi Studie „Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV: Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen“ werden für Verteilnetz ein Einsparpotenzial durch EE-Überbauung zwischen 61 und 180 €/kW für laststarke bis EE-dominierte Netz berechnet.

Wind an Land: Die Sensitivität der ewi Studie kann auch als Richtgröße für die Einsparpotenziale im Verteilnetz genutzt werden. Aus der Studie „Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität 2040 im Stromsektor“ von EnBW und Aurora kann aus dem Vergleich von Kombination A und B der Netzkosteneffekt für die Reduktion der Wind an Land Leistung von bis zu 48 Mio. €/GW/a oder 900 €/kW abgeleitet werden.

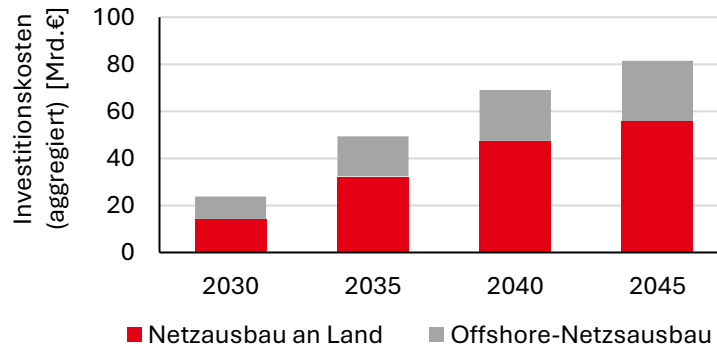
Wind Offshore: Aus dem NEP 2023 können aus den Offshore-Netzkosten spezifische Kosten von ca. 2000 €/kW, unter Annahme aktueller Teuerungseffekte sogar bis zu 2600 €/kW abgeleitet werden.

Biomasse: Es wird angenommen, dass die überbaute Biomasseleistung netzdienlich keine zusätzlichen Netzkosten verursacht. Der Netzausbaureduzierende Effekt von flexibilisierter Biomasse sowie von anderen Flexibilitäten wird konservativ vernachlässigt.

Spezifische Netzeinsparkosten



Eingesparte Investitionskosten in Netzausbau



Erläuterung

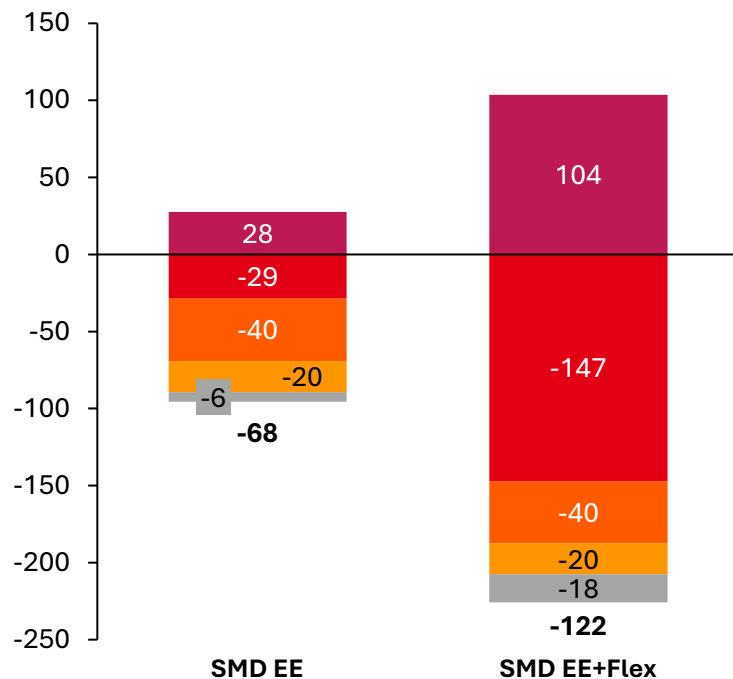
- Die eingesparten Netzausbaukosten werden im Rahmen dieser Studie vereinfacht für alle Szenarien gleich und ohne eigene Netzberechnungen durch Sensitivitäten aus verschiedenen Studien abgeschätzt*. Bandbreiten sind links dargestellt.
 - Durch **PV-Überbauung** kann vor allem im Verteilnetz Netzausbau eingespart werden. Durch die stark angenommene Überbauung im PV-Bereich resultieren **Einsparpotenziale von 0.8- und 2.4 Mrd. €/a** bis 2045.
 - Durch eine **systemdienlichere Auslegung von Windenergieanlagen an Land** kann sowohl im Übertragungs- als auch Verteilnetz Netzausbau eingespart werden. Wir schätzen **Einsparpotenziale zwischen 0.6- und 3.3 Mrd. €/a** bis 2045 ab.
 - Durch **Reduktion der Netzanschlusskapazität** von offshore Netzanbindungen kann die Netzanschlusskosten direkt verringern. Die **Einsparpotenziale** werden **zwischen 1.4- und 2 Mrd. €/a** bis 2045 abgeschätzt.
 - Es resultieren bei 200 GW eingesparter PV-, 56 GW Wind an Land und 11 GW Wind auf See Netzanschlussleistung eine **Gesamtkostenreduktion von ca. 3- 8 Mrd.€/a**. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird ein mittleres Einsparpotenzial von 3,7 Mrd.€/a an Land und 1,7 Mrd.€/a auf See angenommen.
- Im Zeitverlauf bis 2045 können insgesamt ca. 80 Mrd. € an Netzausbaukosten (unter Annahme der gemittelten Einsparungen) eingespart werden. Bis 2030 sind es bereits über 20 Mrd. € Netzausbauproduktionen.

Die Case-Study demonstriert, dass eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten die Stromkosten bei vorsichtiger Abschätzung bis zu 120 Mrd. € bis 2045 reduziert

Änderung der Stromkosten bis zum Jahr 2045

in Mrd. €, real 2025

Weitere Systemkosteneinsparungen außerhalb des Stromsektors



Ergebnisse der Case-Study

Im Rahmen einer Case-Study wurden neben einem Business-as-Usual Marktdesign drei Änderungsschritte vorgenommen, um die systemischen Effekte zu demonstrieren:

SMD EE

Überarbeitung des EE-Förderrahmens führt zu systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen mit Überbauung über SAL sowie PV + Batterie Co-Location.

Durch eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen können die Systemkosten deutlich reduziert werden. EE-Förderkosten sinken durch steigende EE-Marktwerte und kompensieren so die notwendige Erhöhung anzulegender Werte aufgrund reduzierter, gesichert-geförderter Energiemengen. Zusätzlich ergeben sich Kosteneinsparungen beim Netzausbaubedarf im Übertragungs- und Verteilnetz sowie auf See.

SMD EE+Flex

Ergänzend Anpassung des Marktdesigns für Flexibilitäten führt zu stärkerem Speicherausbau, Verbraucherflexibilität und Biomasse-Überbauung.

Eine marktdienliche Flexibilisierung der Stromnachfrage von Haushalten, der Industrie und Power-to-X Technologien sowie Speicherausbau erhöhen die Marktwerte der EE-Erzeugung und reduzieren den EE-Förderbedarf weiter stark. Gemeinsam mit überbauten Biomasse-Anlagen kann zudem der Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten deutlich reduziert werden. Weitere Netzkosten werden durch netzdienliche Flexibilitäten eingespart.

Ein Marktdesign für ein Stromsystem mit 100% EE benötigt zur kostengünstigen Refinanzierung von EE-Anlagen Anreize für eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen und ausreichend Flexibilitäten, damit die EE-Erzeugung auch häufig auf eine zahlungswillige Nachfrage trifft.

Durch beide Aspekte können die EE-Marktwerte deutlich erhöht und so die EE-Förderkosten gesenkt werden. Zudem resultieren starke Einsparungen beim Netzausbau.

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Ein systemdienliches Marktdesign, in dem erneuerbare Energien Anlagen kostengünstig finanziert werden können, benötigt zwei Grundpfeiler

Anreize für eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen

EE-Förderregime sollte die **systemdienliche kWh** in den Vordergrund stellen und fördern:

- Einführung einer **systemdienlichen Anschlussleistung (SAL)**:
 - **Marktdienlichkeit**: Förderung von Erzeugungsmengen nur bei positiven Preisen. Mengen unterhalb der SAL können nachgeholt werden.
 - **Netzdienlichkeit**: Netzauslegung nur bis zur SAL erforderlich. Für Netzanschlusskapazitäten oberhalb der systemdienlichen Leistung muss BKZ gezahlt oder ein flexibler Netzanschlussvertrag abgeschlossen werden.
- Anreiz für ein **systemdienliches Anlagendesign**:
 - **Überbauung** von Windenergieanlagen oder Nutzung kleiner spez. Flächenleistungen
 - PV-Anlagen mit diversifizierter Ausrichtung, **Überbauung und Speicherkapazitäten**
 - **Flexibilisierung und Überbauung** von Biomasseanlagen
- Kombinierbar mit **zweiseitigem, produktionsabhängigen CfD** mit Claw-Back. Marktliche Fehlanreize sind durch Regelungen analog zum §51 EEG zu vermeiden.
- EE-Förderrahmen muss **Planungssicherheit** geben, Investitionssicherheit und damit niedrige Kapitalkosten sowie einen Fadenriss beim EE-Ausbau vermeiden.

Bereits durch eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen können die Systemkosten deutlich reduziert werden. EE-Förderkosten sinken durch steigende EE-Marktwerte und kompensieren so die notwendige Erhöhung anzulegender Werte aufgrund reduzierter, gesichert-geförderter Energiemengen. Zusätzlich ergeben sich deutliche Systemkosteneinsparungen beim Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz- und Verteilnetz sowie auf See.

Flexibilität, die der EE-Erzeugung stets eine Nachfrage gibt

- **Marktdienlichkeit**: Flächendeckende Einführung von praxistauglichen und pragmatischen **dynamischen Tarifen** durch fortschreitenden Smart-Meter Roll-Out und Erhöhung der Sichtbarkeit und Attraktivität zum Anreiz eines marktdienlichen Verhaltens und Investitionen in Flexibilisierung.
- **Netzdienlichkeit**: Flächendeckende Einführung **dynamischer Netzentgelte** in allen Spannungsebenen zum Anreizen globaler und lokaler Netzdienlichkeit. Zeitvariable Netzentgelte als Übergangslösung. Auch **Sondernetzentgelte für die Industrie** sowie **dynamische Speichernetzentgelte** sollen netzdienliches Verhalten anreizen.
- **Versorgungssicherheit**: Einführung eines **Kapazitätsmechanismus** reizt neben Back-Up Kapazitäten zusätzlich Investitionen in dezentrale Flexibilitäten durch möglichst **dynamische Umlage** an.
- Insgesamt ergibt sich daraus eine **Superposition von markt- und netzdienlichen Preissignalen** sowie Steuerungssignale für die Versorgungssicherheit.
- **Verbesserung der Produktionsbedingungen** für grünen Wasserstoff und grüne Wärme, um zusätzliche, flexible Nachfrage aus der Sektorenkopplung für EE zu schaffen.
- Abbau von Hemmnissen für **Behind-the-Meter Anwendungen** für eine kostengünstige Integration von EE-Strom.
- **Abbau bürokratischer Hemmnisse** beim Bau und Betrieb von Flexibilitäten einfügen.

Eine marktdienliche Flexibilisierung der Stromnachfrage von Haushalten, der Industrie und Power-to-X Technologien sowie Speicherausbau erhöhen die Marktwerte der EE-Erzeugung und reduzieren den EE-Förderbedarf weiter stark. Gemeinsam mit überbauten Biomasse-Anlagen kann zudem der Bedarf an Gaskraftwerkskapazitäten deutlich reduziert werden.

Weitere Netzkosten werden durch netzdienliche Flexibilitäten eingespart.

Ihre Ansprechpartner

BET Consulting GmbH

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin

Telefon +49 30 2418991-80

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0



Ralph Kremp
Partner

T. +49 30 2418991-81
ralph.kremp@bet-consulting.de



Dr. Alexander Kox
Geschäftsführer

T. +49 241 47062-420
alexander.kox@bet-consulting.de



Dr. Michael Ritzau
Assoziierter Partner

T. +49 241 47062-420
michael.ritzau@bet-consulting.de



Dr. Lukas Löhr
Leiter Kompetenzteam
Energiamarktmodelle &
Preisprognosen

T. +49 241 47062-436
lukas.loehr@bet-consulting.de



Stefan Mischinger
Senior Manager

T. +49 30 2418991-83
stefan.mischinger@bet-consulting.de



Johannes Kempen
Senior Consultant

T. +49 241 47062-701
johannes.kempen@bet-consulting.de

Inhaltsverzeichnis

- 1** Management Summary
- 2** Herausforderungen des aktuellen Strommarktdesigns
- 3** Weiterentwicklung des Förderrahmens für EE-Anlagen
- 4** Weiterentwicklung Marktrahmen für Flexibilitäten & Sektorenkopplung
- 5** Case Study Vorschlag des systemdienlichen Strommarktdesigns
- 6** Fazit
- 7** Anhang



Literaturverzeichnis (I/II)

- Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry (2020): *Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea*, abgerufen unter https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf [Dezember 2025].
- Aurora Energy Research (2025), Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, für EnBW Energie Baden-Württemberg AG, abgerufen unter <https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf> [Januar 2026].
- BEE, bbh, Fraunhofer IEE (2024): *Netzverknüpfungspunkte-Studie – Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung*, im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V., abgerufen unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf [Dezember 2025].
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2026): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, abgerufen unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html#BJNR222500005BJNE004308377> [Februar 2026]
- BMJV (2026): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, abgerufen von https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ [Januar 2026].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2025): *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*, abgerufen von <https://www.recht.bund.de/bgb1/1/2025/51/VO.html> [Januar 2026].
- Bundesnetzagentur (2025): *Diskussionspapier – Entgelte für Industrie und Gewerbe*, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Ind_NetzE.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Januar 2026].
- Bundesnetzagentur (2025): *Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045*, abgerufen unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf [Dezember 2025].
- Consentec (2024): *Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt*, im Auftrag von Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, abgerufen unter <https://consentec.de/publikation/ausarbeitung-eines-kapazitaetsmechanismus-fuer-den-deutschen-strommarkt/> [Dezember 2025].
- Deutsche WindGuard (2025): *Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land*, Marktstammdatenregister, Auswertung durch Ralf Bischof, RBID GmbH.
- Umweltbundesamt (2025): *Windenergietage 2025 in Potsdam – Das Referenzertragsmodell und seine (Fehl-) Anreize*, abgerufen unter https://windenergietage.de/2025/wp-content/uploads/sites/10/2025/09/33WET13_F01_1300_Basse-Referenzertragsmodell_Anreize.pdf [Dezember 2025].
- European Commission: *Photovoltaik Geographical Information System*, abgerufen von https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ [Januar 2026].
- European Union (2024): *DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2024/1947 DER KOMMISSION vom 8. Juli 2024 zur Eintragung eines Namens in das Register der geschützten Ursprungsbezeichnungen und der geschützten geografischen Angaben („Bursa Şeftalisi“ (g. U.))*, abgerufen unter https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2024/1947/oj/eng [Januar 2026].

Literaturverzeichnis (II/II)

- European Union (2023): *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1184 DER KOMMISSION vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr*, abgerufen unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184> [Januar 2026].
- EWI (2025): *Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV – Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen*, abgerufen unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/optimierte-netzanschluesse-von-wind-und-pv/> [Dezember 2025].
- EWI & BET (2025): *Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode*, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Fraunhofer ISE: *Energy-Charts*, abgerufen von <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> [Januar 2026].
- Frontier economics (2025): *KRAFTWERKSSTRATEGIE: FESTLEGUNG AUF GAS ODER TECHNOLOGIEMIX?*, im Auftrag des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V., abgerufen unter <https://www.frontier-economics.com/media/g2cgtj1/frontier-economics-kurzstudie-fu-r-lee-zur-kraftwerksstrategie-2025-08-21-stc.pdf> [Dezember 2025].
- Georg Gaiser (2025), LinkedIn, abgerufen unter <https://www.linkedin.com/in/georg-gaiser-5a4ba3a8/?originalSubdomain=de> [Januar 2026].
- Oxford Institute for Energy Studies (2024): *Reforming Capacity Markets: How to Incorporate the Flexibility of Residential Consumers?*, abgerufen unter https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/05/EL55-Reforming-Capacity-Markets_publish.pdf [Januar 2026].
- Ralf Bischof (2025), RBID GmbH.
- Ralph Diermann, pv-magazine (2024): *BDEW erwartet für 2024 Photovoltaik-Zubau von 17,5 Gigawatt*, abgerufen von <https://www.pv-magazine.de/2024/11/27/bdew-erwartet-fuer-2024-photovoltaik-zubau-von-175-gigawatt/> [Januar 2026].
- VKU (2025): *Positionspapier – Handlungsvorschläge Neustart für die Energiewende – System- und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt stellen*, abgerufen unter <https://www.vku.de/vku-positionen/kommunale-energieversorgung/handlungsvorschlaege-neustart-fuer-die-energiewende-system-und-kosteneffizienz-in-den-mittelpunkt-stellen/> [Dezember 2025].
- 50hertz, Amprion, TenneT, TRANSNET BW (2023): *Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)*, abgerufen unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-20372045-2023> [Januar 2026].

Anschrift & Kontaktdaten

BET Consulting GmbH

info@bet-consulting.de | www.bet-consulting.de

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin

Telefon +49 30 2418991-80

Standort Leipzig

Floßplatz 31
D-04107 Leipzig

Telefon +49 341 30501-0

Geschäftsführer:

Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh

Sitz der Gesellschaft: Aachen

Registergericht: Aachen

Handelsregister: HRB 5731

